

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
**Федеральное государственное автономное образовательное**  
**учреждение высшего образования**  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ**  
**ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Кафедра бурения скважин

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

<b>Тема работы</b>
«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной с горизонтальным участком скважины глубиной 2665 метров на нефтяном месторождении Иркутской области»

УДК 622.323:622.243.24(571.16)

Студент

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б3В	Горбачев Владислав Сергеевич		

Руководитель

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	—		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

<b>Зав. кафедрой</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Бурение нефтяных и газовых скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2017 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
**Федеральное государственное автономное образовательное**  
**учреждение высшего образования**  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ**  
**ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Ковалев А.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2БЗВ	Горбачев Владислав Сергеевич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной с горизонтальным участком скважины глубиной 2665 метров на нефтяном месторождении (Иркутская область, Катаганский район)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года
--	------------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Геологические условия бурения</li> <li>Особые условия бурения: –</li> <li>Интервал отбора керна: –</li> <li>Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком</li> <li>Данные по профилю: Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м</li> <li>Отход / длина горизонтального участка ствола: 1653 метров / 600 метров</li> <li>Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2650 м</li> <li>Диаметр хвостовика: 114 мм</li> <li>Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый</li> <li>Конструкция забоя (выбрать): зацементированная колонна/фильтр/открытый ствол</li> <li>Способ вторичного вскрытия пласта (выбрать): перфорация/открытый ствол</li> </ol>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ                         <ol style="list-style-type: none"> <li>Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</li> <li>Геологические условия бурения</li> <li>Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</li> <li>Зоны возможных осложнений</li> <li>Исследовательские работы</li> </ol> </li> <li>ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ                         <ol style="list-style-type: none"> <li>Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</li> <li>Обоснование конструкции скважины                                 <ol style="list-style-type: none"> <li>Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</li> <li>Построение совмещенного графика давлений</li> </ol> </li> </ol> </li> </ol>

	2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
<b>Перечень графического материала</b>	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Глызина Татьяна Святославовна, к.х.н., старший преподаватель кафедры экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Грязнова Елена Николаевна, к.т.н., инженер лаборатории радиационной спектроскопии

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	8 февраля 2017 года
---	---------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп-ль	Епихин Антон Владимирович	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Горбачев Владислав Сергеевич		

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗВ	Горбачеву Владиславу Сергеевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»/«Бурение нефтяных и газовых скважин»

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

## Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

## Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп-ль	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н		14.02.2017

## Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Горбачев Владислав Сергеевич		14.02.2017

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БЗВ	Горбачеву Владиславу Сергеевичу

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	Бурение нефтяных и газовых скважин
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

### *Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:*

<b>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</b>	Объект исследования: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной с горизонтальным участком скважины глубиной 2665 метров на нефтяном месторождении (Иркутская область, Катаганский район).
--	--

### **Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведения допустимых норм с необходимой размерностью ;</li> <li>– предлагаемые средства защиты.</li> </ul> 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность ( источники, средства защиты).</li> </ul>	<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенный уровень шума;</li> <li>– повышенный уровень вибрации;</li> <li>– недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– отклонение показателей микроклимата в помещении;</li> <li>– повышенная запыленность и загазованность;</li> <li>– повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;</li> <li>– повреждения в результате контакта с насекомыми;</li> <li>– необходимые средства защиты от вредных факторов.</li> </ul> 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</li> <li>– повышенное значение напряжения в электрической цепи;</li> <li>– пожаровзрывоопасность;</li> <li>– необходимые средства защиты от опасных факторов.</li> </ul>
<b>2. Экологическая безопасность</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу;</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу;</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу;</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<b>2. Экологическая безопасность</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);</li> <li>– решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды</li> </ul>
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>	<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</li> </ul>
--	--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
инженер	Грязнова Е.Н.	к. т. н.		14.02.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БЗВ	Горбачев Владислав Сергеевич		14.02.2017

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
**Федеральное государственное автономное образовательное**  
**учреждение высшего образования**  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ**  
**ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы: выпускная квалификационная работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года
--	------------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15 мая 2017 года	1. Геологическая и технологическая части	65
1 июня 2017 года	2. Специальная часть и графические приложения	30
5 июня 2016 года	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп-ль	Епихин Антон Владимирович	-		

**СОГЛАСОВАНО:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
бурения скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		



## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа содержит 108 с., 21 рис., 36 табл., 42 литературных источников, 6 прил.

Ключевые слова: скважина, горизонтальная, нефть, горизонтально-направленное бурение, буровая установка, буровой раствор, цементирование.

Объектом исследования является нефтяное месторождение Иркутской области.

Цель работы – проектирование технологических процессов бурения и заканчивания на нефтяном месторождении Иркутской области.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы был разработан технологический проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной с горизонтальным участком скважины глубиной 2665 метров на нефтяном месторождении Иркутской области.

В работе рассмотрена технология горизонтально-направленного бурения для строительства нефтяных и газовых скважин.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство скважины, а так же изучен метод горизонтально-направленного бурения и произведена оценка применимости данного метода для условий Восточной Сибири.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики - разработаны технологические решения по строительству наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком длиной 600 метров с фильтром хвостовиком диаметром 114,3мм.

Выпускная квалификационная работа, таблицы и презентация выполнены при помощи офисного пакета приложений Microsoft Office 2010. Графические материалы и приложения выполнены с помощью графической программы «Компас-3DV16».

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями

– **газонефтеводопроявление:** Поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

- **скважина:** Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ГЗД – гидравлический забойный двигатель;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ДРУ – двигатель с регулятором угла;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- КС – калибратор со спиральными лопастями
- КА – калибратор с прямыми лопастями
- ПХЦЗ- подвеска хвостовика цементируемая защищенная;
- ПГМЦ- пакер гидравлический для манжетного цементирования;
- ФСПЦГН – фильтр скважинный проволоочно-щелевой с гравийной набивкой;
- СНС – статическое напряжение сдвига;

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. - страница; т.е. - то

есть; т.д. - так далее; т.п. - тому подобное; и др. - и другие; в т.ч. - в том числе; пр. - прочие; т.к. - так как; г. - год; гг. - годы; мин. - минимальный; макс. - максимальный; шт. - штуки; св. - выше; см. - смотри; включ. - включительно и др.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1); ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация; СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше; ГОСТ Р 55710-2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

## Оглавление

1. Общая и геологическая часть.....	15
1.1 Геологические условия бурения .....	15
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения.....	15
1.3 Зоны возможных осложнений.....	16
2. Технологическая часть .....	17
2.1. Обоснование и расчет профиля скважины.....	17
2.2. Обоснование конструкции скважины.....	19
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя .....	19
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений .....	19
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубин их спуска.....	21
2.2.4. Выбор интервалов цементирования .....	21
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	21
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины .....	23
2.3. Углубление скважины.....	23
2.3.1. Выбор способа бурения по интервалам .....	23
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента .....	23
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	25
2.3.4. Расчет частоты вращения долота .....	25
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	26
2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора .....	27
2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	29
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	31
2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	35
2.4.1. Расчет обсадных колонн .....	37
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений .....	37
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений .....	39
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине .....	40
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины .....	41
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	41
2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количество составных компонентов .....	41
2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкости .....	42
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины.....	42
2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования .....	42
2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси .....	42
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	43
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	44
2.5. Выбор буровой установки .....	46
3. Специальная часть.....	47
3.1 История и опыт ГНБ. Место ГНБ в современной промышленности. Оценка экономической эффективности ГНБ. ....	47
3.2 Оборудование для ГНБ .....	53
3.3 Особенности технологии ГНБ при строительстве скважин на нефть и газ.....	61
3.4 Установка для горизонтального бурения.....	67
3.5 Возможности применения установки.....	68
4. Организационно-экономическая часть .....	69
4.1 Структура и организационные формы работы бурового предприятия, анализ деятельности предприятия.....	69

4.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины.....	74
4.3 Разработка календарного план – графика строительства скважины.....	80
4.4 Расчет сметной стоимости сооружения скважины .....	81
4.5 План организационно-технических мероприятий (ОТМ) по повышению технико-экономических показателей .....	84
5 Социальная ответственность при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной с горизонтальным участком скважины на нефтяном месторождении (Иркутская область). .....	85
5.1 Производственная безопасность .....	86
5.1.1 Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды.....	87
5.1.2 Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды.....	92
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	98
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	100
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	100
5.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.....	102
Заключение .....	104
Список использованных источников .....	105
Приложение А .....	110
Приложение Б .....	117
Приложение В.....	118
Приложение Г .....	120
Приложение Д.....	126

## **Введение**

На сегодняшний день роль нефтяных и газовых скважин чрезмерно значима. Это связано с тем, что нефть и газ являются важнейшим ресурсом для всего мира в течение длительного времени. Основными областями использования углеводородных ресурсов являются производство моторного и энергетического топлива, масел, нефтехимического сырья.

Строительство скважины является основным этапом в процессе добычи нефти и газа. Именно от качества скважины зависит то, сколько в конечном итоге будет возможно добыть нефти или газа из недр. При бурении необходимо обеспечить качественное и наиболее целесообразное проектирование техники и технологий строительства скважины, соответствие фактического профиля скважины проектному, качественное вскрытие продуктивного пласта, отсутствие аварий и осложнений, качественное цементирование ствола скважины.

В данной работе представлено проектирование строительства эксплуатационной скважины на нефть в Катаганском районе, Иркутской области. Данный проект включает в себя проектирование всех основных технических и технологических аспектов в процессе строительства скважины.

## **1. Общая и геологическая часть**

### **1.1 Геологические условия бурения**

Геологические условия бурения представлены в приложении А.

#### **Краткая характеристика геологических условий бурения.**

Интервал 1400-2665 м в большей части сложен алевролитами, доломитами и известняками, которые имеют высокую твердость. Поэтому в данном интервале необходимо использовать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить крепкие и твердые породы.

На всех интервалах бурения несовместимые условия по бурению исходя из градиентов пластового давления и давления гидроразрыва отсутствуют. Что избавляет от необходимости спуска дополнительной обсадной колонны. Забойные температуры в интервале продуктивного пласта достигают 37 градусов, что облегчает выбор рецептуры цементного раствора.

В интервалах 747-1335 м, 1445-1595 м, 1905-2010 м, 2063-2240 м, 2305-2355 м присутствуют соленые отложения, поэтому необходимо проектирование минерализованных буровых растворов, чтобы предотвратить осложнения, связанные с наличием солей. Следует отметить, что необходимо применение коррозионностойких тампонажных растворов из-за наличия высокоминерализованных водоносных горизонтов.

### **1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения**

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в приложении Б.

#### **Краткая характеристика флюидосодержащих пластов**

Разрез представлен 5 водоносными, 2 нефтеносными и 2 газоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2663-2665 м. (нефтеносный) горизонтальным стволом, поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Так же

конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 250 м для эксплуатации водоносного горизонта 0-202 м.

### **1.3 Зоны возможных осложнений**

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении В.

#### **Краткая характеристика возможных осложнений**

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, в интервалах 182-202 м и 580-650 возможны высокоинтенсивные поглощения бурового раствора. Следовательно, необходимо запроектировать использование наполнителей бурового раствора.

В интервале 202-653 м ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому необходимо поддерживать оптимальную плотность раствора и низкую водоотдачу, а так же делать проработку и промывку скважины.

Интервалы 202-653, 747-1335 и 2195-2240 м характеризуются наличием прихватоопасных зон, что означает необходимость бурить с минимальной вязкостью и СНС бурового раствора, ввести смазочные добавки в буровой раствор. СПО вести с ограничением скорости, не допуская затяжек и посадок бурильного инструмента, а так же ограничить время по оставлению инструмента в скважине без движения не более 30 минут.



## 2. Технологическая часть

### 2.1. Обоснование и расчет профиля скважины

Учитывая исходные данные на бурение наилучшим решением для вывода скважины в требуемую точку пласта является проектирование восьмийнтервального профиля скважины. В таблице 1 представлены данные по профилю скважины. На рисунке 1 представлен профиль скважины.

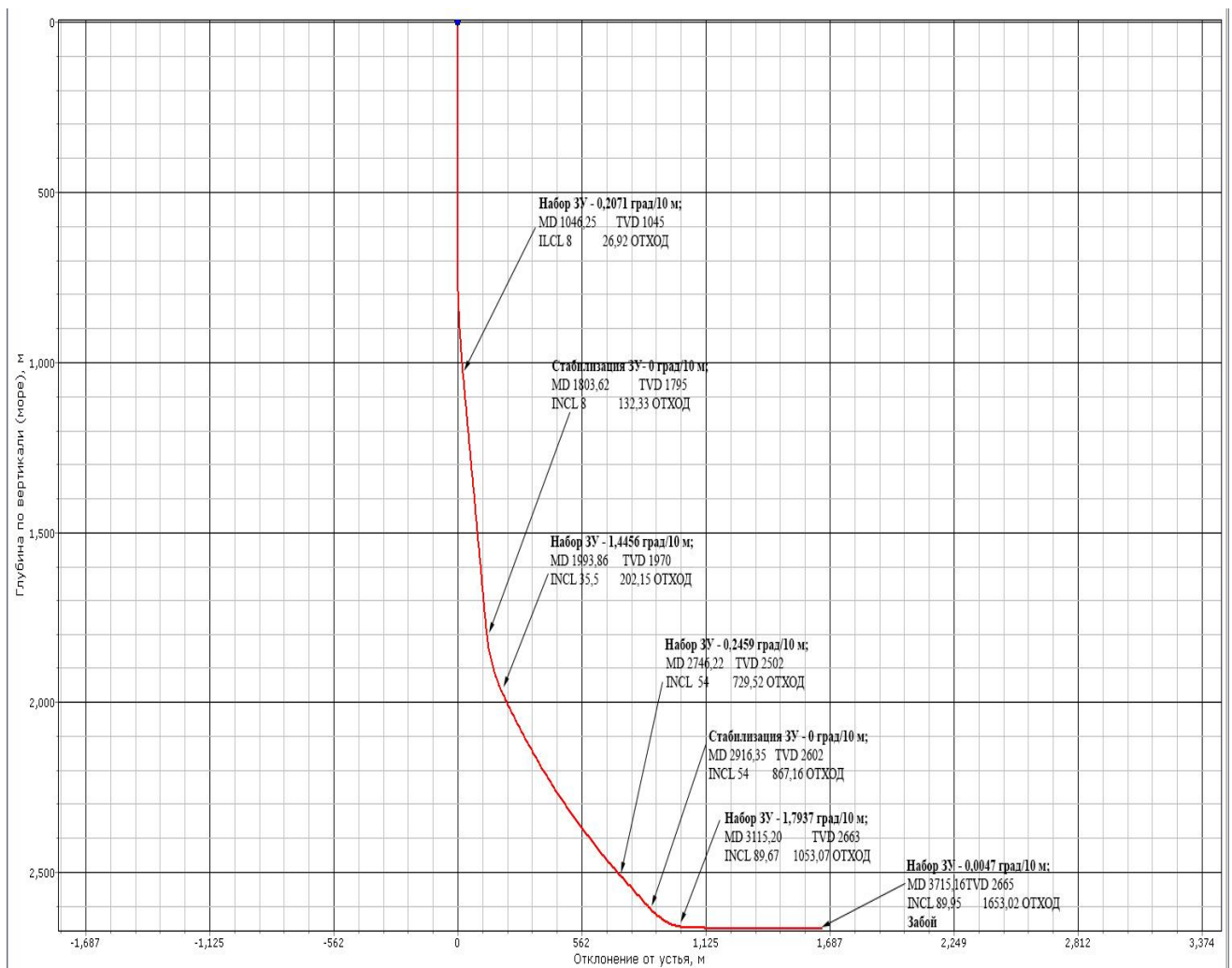


Рисунок 1 – Профиль скважины

Таблица 1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля		Восьмиинтервальный									
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м				2665		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м				0,078	
Глубина вертикального участка скважины, м				660		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/м				1,4456	
Отход скважины, м				1653		Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м				-	
Длина интервала бурения по пласту, м				600		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м				0,0047	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м				-		Зенитный угол в конце участка набора угла, град				43	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м				-		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град				35,5	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град				89,95		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				89,67	
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	660	660	0	0	0	0	0	0	660	660
2	660	1045	385	0	26,92	26,92	0	8	660	1046,25	385,25
3	1045	1795	750	26,92	132,33	105,41	8	8	1046,25	1803,62	757,37
4	1795	1970	175	132,33	202,15	69,82	8	35,5	1803,62	1993,86	190,23
5	1970	2502	532	202,15	729,52	527,37	35,5	54	1993,86	2746,22	752,36
6	2502	2602	100	729,52	867,16	137,64	54	54	2746,22	2916,35	170,13
7	2602	2663	61	867,16	1053,07	185,91	54	89,67	2916,35	3115,20	198,85
8	2663	2665	2	1053,07	1653,02	599,95	89,67	89,95	3115,20	3715,16	599,96
Итого	Σ		2665	Σ		1653	-	-	Σ		3715,20

## **2.2. Обоснование конструкции скважины**

### **2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя**

Исходя из того, что коллектор поровый с однородным градиентом давления, высокопроницаемый, литологически однородный, то выбирается конструкция забоя открытого типа с фильтром-хвостовиком для предотвращения выноса песка диаметром 114мм. Так как имеются близко расположенные водонапорные горизонты, то необходимо манжетное цементирование хвостовика [2]. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

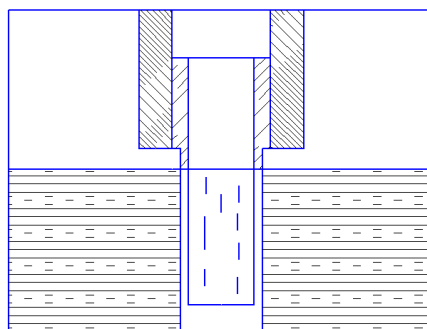


Рисунок 2 – Конструкция забоя открытого типа

Для предотвращения выноса песка выбирается фильтр скважинный проволочно-щелевой с гравийной набивкой ФСПЩГН [21].

Выбирается тип подвешного устройства ПХЦ31 114/168, которое сочетает в себе: якорь, гидромеханический пакер, гидравлический и механический разъединитель [22].

Для проведения манжетного цементирования выбирается пакер гидравлический манжетного цементирования ПГМЦ6 114. Данный пакер позволит зацементировать интервал хвостовика от продуктивного пласта до подвешного устройства [22].

### **2.2.2. Построение совмещенного графика давлений**

Для определения конструкции скважины и необходимости установки промежуточных колонн необходимо построение графика совмещённых давлений. В таблице 2 представлен график совмещённых давлений

Таблица 2 – График совмещенных давлений

Глубина по вертикали, м	Индекс стратиграфического подразделения	Давление, МПа		Графики давлений пластового, гидроразрыва пород и столба бурового раствора	Градиент давления, МПа/м		Минимальная плотность бурового раствора, кг/м <sup>3</sup>	Схема конструкции скважины
		пластовое	гидроразрыва	Градиенты давления, МПа/ м	пластового	гидроразрыва		
				0,007   0,01   0,013   0,016   0,019				
110	Q-Q <sub>3</sub> m	0,80	2,05		0,0073	0,0186	1125	
140	O <sub>2</sub> ct	1,06	2,46		0,0085	0,0139		
182	O <sub>2</sub> k	1,44	3,06		0,009	0,0142		
202	O <sub>1</sub> uk	1,62	3,35		0,0093	0,0144		
232	Є <sub>3</sub> il	1,90	3,78		0,0094	0,0145		
653	Є <sub>3</sub> vl	6,11	10,14		0,01	0,0151		
747	Є <sub>2-1</sub> lt	7,05	11,57			0,0152		
1335	Є <sub>1</sub> ag	12,93	20,56			0,0153		
1445	Є <sub>1</sub> b	14,03	22,25			0,0154		
1905	Є <sub>1</sub> bl	18,63	29,33		0,0095	0,0146	1080	
2355	Є <sub>1</sub> us	23,13	36,26					
2590	Є <sub>1</sub> m <sub>3</sub>	25,37	39,69					
2640	Є <sub>1</sub> m <sub>2</sub>	25,84	40,42					
2665	Є <sub>1</sub> m <sub>1</sub>	26,08	40,79		0,01	0,0154		
2700	Ar-Prz	26,43	41,33					

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать вывод, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому проектируется двухколонная конструкция скважины с фильтром хвостовиком

### **2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубин их спуска**

Спуск направления будет осуществляться в интервале 0-20 м. Из условия перекрытия четвертичных отложений на 10 м ниже их окончания.

Глубина спуска кондуктора должна обеспечить выполнение нескольких условий: перекрытие всей толщи рыхлого неустойчивого интервала разреза; разобщение водоносных горизонтов, залегающих в интервале спуска кондуктора; установку на устье противовыбросового оборудования; при наличии несовместимых интервалов возможность их разделения. Согласно расчетам, глубина спуска кондуктора составляет 844 м. Спуск кондуктора будет осуществляться на интервале 0-900 м.

Спуск эксплуатационной колонны провести на интервале 0-2650 м. Спуск хвостовика осуществляется на интервале 2650-2665 м [2].

### **2.2.4. Выбор интервалов цементирования**

Кондуктор и направление цементируются на всю длину, а эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака кондуктора на 150 м, в соответствии правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности поскольку скважина нефтяная. Хвостовик цементируется с перекрытием на 75м башмака эксплуатационной колонны [2].

### **2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн**

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр хвостовика, который дан в задании на проектирование и равен 114,3 мм [2].

В таблице 3 представлена конструкция скважины.

Таблица 3 – Результаты проектирования конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Расчетная по вертикали	Запроектированная по вертикали	Расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	20	20	20	20	0-20	0-20	339,7	406,4
Кондуктор	844	900	900	900	0-900	0-900	244,5	311,1
Эксплуатационная колонна	2650	2650	3025,6	3025,6	750-2650	750,02- 3025,6	168,3	215,9
Хвостовик	2665	2665	3715	3715,2	2588-2663	3040,2- 3115,2	114,3	146

### **2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины**

По расчетам было получено максимальное устьевое давление  $P_{му}=7,19$  МПа. Исходя из этого, выбираем тип колонной головки и превенторного оборудования.

Выбирается ОКК1-21-168-245, которая предназначена для обвязки двух обсадных колонн диаметрами 168мм и 245мм с максимальным рабочим давлением 21МПа.

В качестве превенторной установки выбирается 6 схема, рассчитанная на рабочее давление 35МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 230 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм: ОП5-230/80х35, ГОСТ 13862-90 [2].

## **2.3. Углубление скважины**

### **2.3.1. Выбор способа бурения по интервалам**

Выбор способа бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины. Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения [1]. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-20	Направление	Роторный
20-900	Кондуктор	С применением ГЗД (ВЗД)
900-2650	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (ВЗД)
2650-2665	Хвостовик	С применением ГЗД (ВЗД)

### **2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента**

Для разбуривания всех интервалов будут применяться долота

производства компании «Волгобурмаш». Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 406,4 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и средними горными, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно, так как проходка на долото составляет 20 м. Интервалы бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик будут буриться трехшарошечными долотами 311,1 (12 1/4) MTR837, 215,9 (8 1/2) MTRP737, 146 (5 3/4) STD833Z соответственно. Данные долота имеют твердосплавное вставное вооружения и подходят для бурения крепких высокоабразивных пород, слагающих разрез. Долота с резцами PDC применять нецелесообразно, т.к. из-за высокой абразивности на забое по причине трения будут возникать высокие температуры, что приведет к быстрому износу долота. [16].

В таблице 5 представлена характеристика выбранного породоразрушающего инструмента.

Таблица 5 – Породоразрушающий инструмент

Интервал		0-20	20-900	900-2650	2650-2665
Шифр долота		406,4 (16) GRDP535	311,1 (12 1/4) MTR837	215,9 (8 1/2) MTRP737	146 (5 3/4) STD833Z
Тип долота		Шарошечно е	Шарошечно е	Шарошечное	Шарошечно е
Диаметр долота, мм		406,4	311,1	215,9	146
Тип горных пород		МСЗ	К	К	К
Присоединительная резьба	ГОСТ	Ниппель 3- 177	Ниппель 3- 152	Ниппель 3- 117	Ниппель 3- 88
	API	Pin 7 5/8 Reg	Pin 6 5/8 Reg	Pin 4 1/2 Reg	3 1/2 Reg
Длина, м		0,435	0,31	0,263	0,2
Масса, кг		200	95,7	37	10,8
G, тс	Рекомендуемая	17-35	15-30	11-22	8-15
	Предельная	37	32	24	17



Продолжение таблицы 5

n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	40-300	60-115	40-600
	Предельная	320	320	135	620

### 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

В таблице 6 представлено проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения. Для всех интервалов бурения, принимались осевые нагрузки на основе статистических, аналитических и допустимых нагрузок на долото [1].

Интервал	0-20	20-900	900-2650	2650-2700
Исходные данные				
$\alpha$	1	1	1	1
$P_{ш}, \text{кгс/см}^2$	2500	35000	40000	40000
$D_d, \text{см}$	40,64	31,11	21,59	14,6
$\eta$	1	1	1	1
$\delta, \text{см}$	0,15	0,15	0,15	0,15
$q, \text{кН/мм}$	0,3	1	1,2	1,1
$G_{пред}, \text{кН}$	370	320	240	170
$F, \text{см}^2$	3,048	2,33325	1,61925	1,095
Результаты проектирования				
$G_1, \text{кН}$	7,6	82	65	44
$G_2, \text{кН}$	121,9	311,1	259,1	160,6
$G_3, \text{кН}$	296	256	192	136
$G_{проект}, \text{кН}$	122	256	192	136

Таблица 6 - Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

### 2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервалах бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это можно объяснить тем, что разрез в этих интервалах складывается крепкими абразивными породами,

что может привести к дополнительным вибрационным нагрузкам на долота, а вследствие к их преждевременному износу. [1]. В таблице 7 представлено проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения.

Таблица 7 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-20	20-900	900-2650	2650-2665
Исходные данные					
$V_{л}, \text{ м/с}$		2,5	0,9	0,7	0,7
$D_{д}$	м	0,4064	0,3111	0,2159	0,146
	мм	406,4	311,1	215,9	146
$\tau, \text{ мс}$		6	4	4	4
$z$		26	24	22	20
$\alpha$		0,6	0,4	0,3	0,3
Результаты проектирования					
$n_1, \text{ об/мин}$		118	55	62	92
$n_2, \text{ об/мин}$		250	406	443	488
$n_3, \text{ об/мин}$		731	606	439	297
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		86	55	62	92

### 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения под кондуктор проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС, для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172РС, для бурения интервала под хвостовик проектируется ДРУ1-120РС. Все запроектированные винтовые забойные двигатели имеют регулировку угла перекоса, что позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении твердых горных пород, которые так же соответствует всем необходимым требованиям [1;3]. В таблице 8 представлено проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения. В таблице 9 представлены технические характеристики запроектированных забойных двигателей [23].

**Таблица 8 – Проектирование параметров забойного двигателя по  
интервалам бурения**

Интервал		0-20	20-900	900-2650	2650-2665
Исходные данные					
$D_d$	м	0,4064	0,3111	0,2159	0,146
	мм	406,4	311,1	215,9	146
$G_{oc}, кН$		122	256	192	136
$Q, Н*м/кН$		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{зд}, мм$		-	249-280	172-194	117-131
$M_p, Н*м$		-	10097	5370	2660
$M_o, Н*м$		-	155,55	107,95	73
$M_{уд}, Н*м/кН$		-	38,8	27,4	19

**Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных забойных  
двигателей**

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС	20-900	240	8570	2247	30-75	20-160	22,5	48-379
ДРУ2-172РС	900-2650	172	7710	1078	19-38	40-230	6,5	28-156
ДРУ1-120РС	2650-2665	120	6420	440	10-20	70-230	3,05	28-76

### **2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора**

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных

проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов [1]. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-20	20-900	900-2650	2650-2665
Исходные данные				
$D_d$ , м	0,4064	0,3111	0,2159	0,146
$K$	0,6	0,3	0,3	0,3
$K_k$	1,3	1,15	1,05	1,03
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,1	0,1	0,1
$V_m$ , м/с	0,0100	0,0083	0,0042	0,0042
$d_{бт}$ , м	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$ , м	0,24	0,24	0,172	0,12
$d_{нмах}$ , м	0,002	0,002	0,0015	0,001
$n$	4	3	3	3
$V_{кмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпах}$ , м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,16	1,16	1,1	1,08
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	2,4	2,6	2,6	2,55
Результаты проектирования				
$Q_1$ , л/с	78	23	11	5
$Q_2$ , л/с	104	53	14	5
$Q_3$ , л/с	160	55	23	9
$Q_4$ , л/с	78	37	13	2,3
$Q_5$ , л/с	5	4	3	2
$Q_6$ , л/с	104-160	30-75	19-38	10-20
Дополнительные проверочные расчеты				
$Q_{табл}$ , л/с	-	75	38	20
$\rho_{табл}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>	1160	1160	1100	1080
$M$ , Н*м	-	10097	5370	2660
$M_{табл}$ , Н*м	-	22500	6500	3050
$m$	3	2	1	1
$n$	0,9	0,9	0,9	0,9
$Q_n$ , л/с	40,8	23,9	23,9	23,9
$Q_{пров1}$ , л/с	-	47	32	18
$Q_{пров2}$ , л/с	110	43	22	22

Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в таблице 11.

Таблица 11 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-20	20-900	900-2650	2650-2665
Исходные данные				
$Q_1$ , л/с	78	23	11	5
$Q_2$ , л/с	104	53	14	6
Продолжение таблицы 11				
$Q_3$ , л/с	160	55	23	9
$Q_4$ , л/с	78	37	13	2,3
$Q_5$ , л/с	5	4	3	2
$Q_6$ , л/с	-	30	19	10
Области допустимого расхода бурового раствора				
$\Delta Q$ , л/с	104-160	37-55	19-23	5-9
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
$Q$ , л/с	110-160	43-55	19-23	5-20
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)				
$Q_{тн}$ , л/с	-	24	15,2	8
$\rho_1$ , кг/м <sup>3</sup>	-	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>	-	1160	1100	1080
$M_{тм}$ , Н*м	-	22500	6500	3050
$M_{тб}$ , Н*м	-	481789	31690	20588

### 2.3.7. Выбор компоновки и расчет буровой колонны

Расчет колонны буровых труб производился для интервала бурения под хвостовик, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичны, а у хвостовика длина по стволу наибольшая. Расчет колонны буровых труб представлен в приложении Г.

В таблицах 12, 13, 14 и 15 представлено проектирование КНБК по интервалам бурения.

Таблица 12 – Проектирование КНБК для бурения интервала под направление

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	20	406,4 (16) GRDP535	200	0,435	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Переводник М-201/177	98,9	0,42	
			УБТ-279х76	7700,8	16	
Σ				7999,7	16,855	

Таблица 13 – Проектирование КНБК для бурения интервала под кондуктор

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
2	20	900,77	311,1 (12 1/4) MTR837	95,7	0,330	Бурение наклонно- направленного участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Калибратор КА 311,1 СТК	103	0,505	
			Переводник Н-152/147	51	0,55	
			ДРУ-240РС	2247	8,57	
			КОБ-203	115	0,77	
			ПК-240	107	0,587	
			Переводник П-161/171	60	0,521	
			НУТБ-203х80 Д Корвет MWD; LWD	2568	12	
			Переводник П-147/161	59	0,51	
			УБТ-178х57	22195,2	136	
			Переводник П-121/147	56	0,5	
			УБТ-146х57	743,2	8	
			Переводник П-133/121	55	0,5	
			ТБТ 127х76,2	2289	36	
			Ясс ЯМ-172Б	640	5,12	
			ТБТ 127х76,2	6105,6	96	
			ПК 127х9,19	15892,45	595	
Σ			53382,15	901,463		

Таблица 14 – Проектирование КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
3	900, 77	3073	215,9 (8 1/2) MTRP737	58	0,395	Бурение наклонно- направленного участка под эксплуатационн ую колонну, проработка ствола перед спуском колонны
			Переводник М-147/117	33,5	0,4	
			Калибратор КС 215,9 СТК	43	0,35	
			Переводник Н-117/133	44,6	0,626	
			ДРУ2-172РС	1078	7,71	
			КОБ-172	98	0,927	
			ПК-172	78	0,617	
			НУБТ-178х80 Д Корвет MWD; LWD	1968	12	
			УБТ-178х57	15667,2	96	
			Переводник П-121/147	56	0,5	
			УБТ-146х57	743,2	8	
			Переводник П-133/121	36	0,37	
			ТБТ 127х76,2	763,2	12	
			Ясс ЯМ-172Б	640	5,12	
			ТБТ 127х76,2	1526,4	24	
			ПК 127х9,19	77565,84	2904	
Σ			100398,9	3073,015		

Таблица 15 – Проектирование КНБК для бурения интервала под хвостовик

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
4	3073	3715	146 (5 3/4) STD833Z	43	0,273	Бурение горизонтального участка под хвостовик
			ДРУ1-120РС	440	6,42	
			КОБ-120	43	0,652	
			ПК-120	28	0,48	
			Переводник П-86/102	23	0,42	
			НУБТ – 121х51 Д Корвет MWD; LWD	1008	16	
			Переводник П-102/86	23	0,42	
			ПН 89х9,35	12142,08	576	
			ТБТ 89	8536	176	
			Переводник П-86/102	23	0,42	
			ЯГМ-110	220	4,37	
			Переводник П-102/86	23	0,42	
			ТБТ 89	11252	232	
			ПН 89х9,35	56958,16	2702	
Σ			90762.24	3715.86		

### 2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Промывочная жидкость играет важную роль для эффективного бурения скважин. Она очищает забой скважину от шлама и транспортирует его на поверхность, охлаждает породоразрушающий инструмент, передает энергию от насосов к гидравлическому забойному двигателю, а также выполняет ряд других важных функций, необходимых для качественного бурения.

#### Направление

Верхняя часть разреза скважины представлена четвертичными отложениями. Для бурения этого интервала будет применяться вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей.

#### Кондуктор

Для бурения интервала под кондуктор будет применен полимерглинистый буровой раствор. Раствор будет иметь низкий показатель фильтрации, что предотвратит размачивание аргиллитов и предотвратит осыпи и обвалы.

### **Эксплуатационная колонна и хвостовик**

Для бурения интервалов под эксплуатационную колонну и хвостовик будет использоваться биополимерный буровой раствор. Данный буровой раствор позволит снизить негативное воздействие на продуктивный пласт.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 16. В таблице 17 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 4 приведена схема очистки бурового раствора.



Таблица 16 - Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	Р <sub>пл</sub> , МПа	Н, м	g, м/с <sup>2</sup>	ρ <sub>бр</sub> , кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>гп</sub> , кг/м <sup>3</sup>	К	d, м	
от	до									
0	20	1,1	0,15	20	9,81	1160-1200	2400	1,5	0,015	
20	900,77	1,1	8,6	900	9,81	1160-1200	2600	1,5	0,008	
900,77	3073	1,05	25,9	2650	9,81	1060-1100	2600	1,5	0,003	
3073	3715	1,05	26,08	2655	9,81	1060-1100	2550	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см <sup>3</sup>	СНС <sub>1</sub> , дПа	СНС <sub>10</sub> , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	20	1,16	20-45	120-168	40-50	8,2	8-10	2	30	10-20
20	900,77	1,16	18-28	50-92	20-24	8,2	8-10	2	35	10-20
900,77	3073	1,1	8-10	14-26	20-25	8	8-10	1	40	10-20
3073	3715	1,08	8-10	14-23	20-25	8	8-10	1	40	10-20

Таблица 17 - Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	20	Глинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH , Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>
20	900,77	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , НТФК, Лубриол, ПАА, КМЦ, KCl
900,77	3073	Биополимерный Вода пресная, NaCl, ПАА, полиакрилат, NaOH, ксантановый биополимер, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> . Лубриол, CaCO <sub>3</sub>
3073	3715	Биополимерный Вода пресная, NaCl, ПАА, полиакрилат, NaOH, ксантановый биополимер, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> . Лубриол, CaCO <sub>3</sub>

На рисунке 3 представлена технологическая схема очистки бурового раствора.

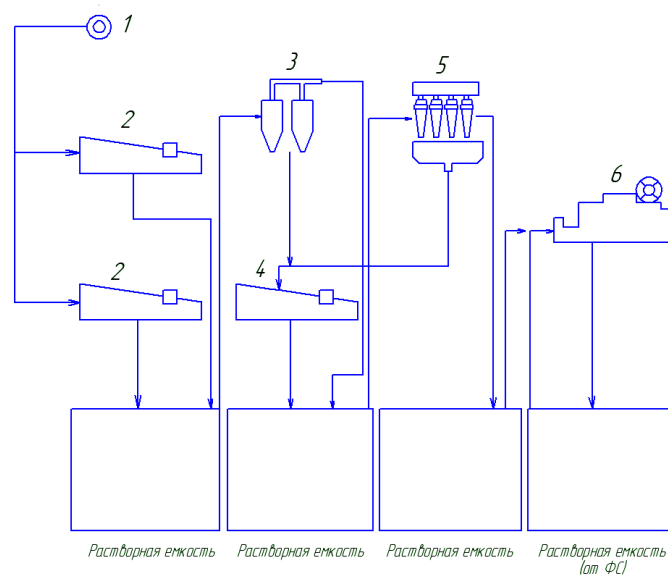


Рисунок 3 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Акрос Falcon 4; 3 – пескоотделитель ПГ-60; 4 – вибросито Акрос Falcon 3; 5 – илоотделитель ИГ-45М; 6 – центрифуга Акрос AKR – 363.

### 2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе. В таблице 18 представлены исходные данные для расчета гидравлической промывки скважины.

Таблица 18 - Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	$d_d$ , м	К	$P_{пл}$ , МПа	$P_{гд}$ , МПа	$\rho_p$ , кг/м <sup>3</sup>
3073	0,2159	1,1	26,08	40,8	2600
$Q$ , м <sup>3</sup> /с	Тип бурового насоса	$V_m$ , м/с	$\eta_p$ , Па·с	$\tau_t$ , Па	$\rho_{пж}$ , кг/м <sup>3</sup>
0,023	УНБТ-950	0,0042	0,02	22,9	1100

КНБК			
Элемент	$d_n$ , м	$L$ , м	$d_b$ , м
НУБТ-178х80	0,178	16	0,08
УБТ-178х57	0,178	96	0,08
УБТ-146х57	0,146	8	0,057
ТБТ 127х76,2	0,127	36	0,0762
ПК 127х9,19	0,127	2904	0,10862
ДРУ2-172РС	0,172	7,71	-

В таблице 19 представлено проектирование гидравлической промывки скважины.

Таблица 19 - Проектирование гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$ , кг/м <sup>3</sup>	$\phi$	$d_c$ , м	$V_{кп}$ , м/с	$\Delta P_{зд}$ , МПа	$\Delta P_o$ , МПа
1435,72	0,99	0,237	0,73	5,65	0,1
$\Delta P_r$ , МПа	$\Delta P_p$ , МПа	$V_d$ , м/с	$\Phi$ , м <sup>2</sup>	$d$ , мм	
0,31	16,49	208,49	0,00009	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	$S_{кп}$	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
НУБТ-178х80	11329,87	27074,26	57,49	0,030043992	-
УБТ-178х57	11329,87	27074,26	57,49	0,240351935	-
УБТ-146х57	17306,66	17604,63	125,5	0,009767827	-
ТБТ 127х76,2	21027,58	14577,32	173,98	0,036396628	0,000052
ПК 127х9,19	21027,58	14577,32	173,98	2,899598021	0,0042
ДРУ2-172РС	12418,19	24593,8	68,67	0,013151068	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	$\lambda$	$\Delta P_r$	
НУБТ-178х80	15114,42	20133,1	0,031967	0,320092987	
УБТ-178х57	15114,42	20133,1	0,031967	2,5607439	
УБТ-146х57	12878,31	23686	0,032134	0,362599207	
ТБТ 127х76,2	14400,09	21137,11	0,031995	0,919430378	
ПК 127х9,19	20656,49	14828,28	0,032219	2,53308814	

## 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1850
плотность нефти $\rho_{\text{н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	723	глубина скважины, м	2665
высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	750	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	378
высота цементного стакана $h_{\text{см}}$ , м	3	динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$ , м	1777

#### 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

##### 1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

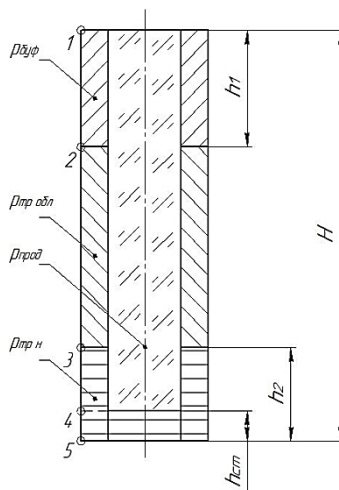


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 21 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 21 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	750	2287	2647	2650
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,73	8,20	11,33	11,33

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости, наиболее опасным является случай в конце эксплуатации [2].

## 2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 5 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

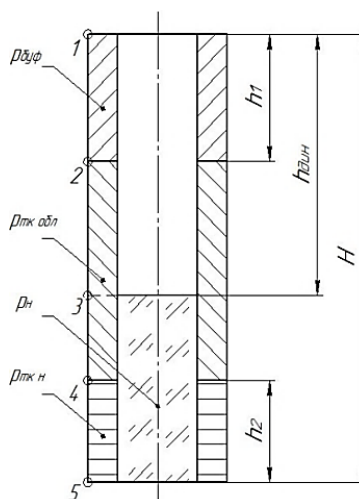


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 22 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 22 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	750	1777	2287	2650
Наружное избыточное давление, МПа	0	8,09	19,42	21,55	24,14

Эпюра наружных избыточных давлений представлена в таблице Д.1 приложения Д.

#### 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

##### 1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементировочной головке  $P_{цг}$  составляет 20,78 Мпа. В таблице 23 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора [2].

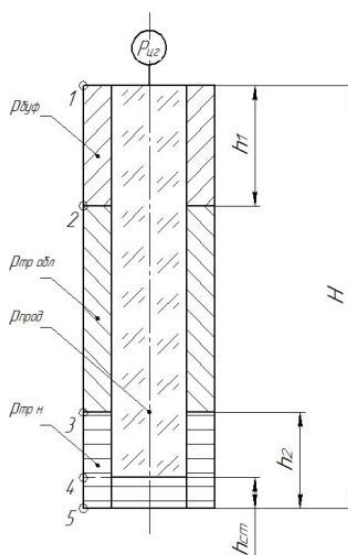


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 23 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	750	2287	2647	2650
Внутреннее избыточное давление, МПа	20,78	20,04	12,57	9,45	9,45

## 2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

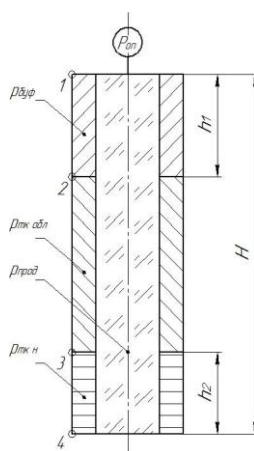


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Давление опрессовки  $P_{оп}$  составляет 11,5 МПа.

В таблице 24 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 24 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	750	2287	2650
Внутреннее избыточное давление, МПа	11,5	10,77	8,90	7,46

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена рисунке Д.2 приложения Д.

### 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 25 [2].



Таблица 25 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	10,6	100	41,4	4140	95587	3025,6-2925,6
2	Д	8,9	563	35,3	19874		2925,6-2363,6
3	Д	8	845	31,9	26956		2363,6-1517,6
4	Д	7,3	1517,6	29,4	44617		1517,6-0

#### 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

##### 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}} \leq 0,95 * P_{гп}, \quad (1)$$

37,56 МПа < 38,75 МПа. Условие (1) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование [2].

##### 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количество составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 26 [2].

Таблица 26 – Объем тампонажной смеси и количество компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегченный	Объем тампонажного раствора, м <sup>3</sup>	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м <sup>3</sup>
$\rho_{тр}=1850 \text{ кг/м}^3$	10,92	14142	7,78
$\rho_{тробл}=1500 \text{ кг/м}^3$	33,27	26200	28,82

Сумма	44,19	40342	36,6
-------	-------	-------	------

#### 2.4.2.3. Обособование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкости

В качестве продавочной жидкости будет использоваться техническая вода, а в качестве буферной жидкости соляной раствор. Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 27 [2].

Таблица 27 – Объем буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м <sup>3</sup>
Буферная	17,11
Продавочная	56,64

#### 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины

##### 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементирующего оборудования

На рисунке 8 приведена спроектированная технологическая схема цементирования скважины с применением осреднительной емкости [2].

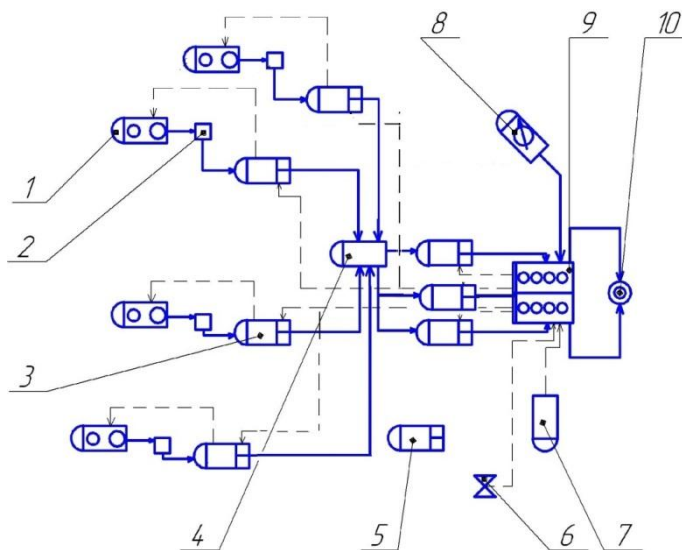


Рисунок 8 - Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементируочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементируочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводная водная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины.

##### 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 9 [2].

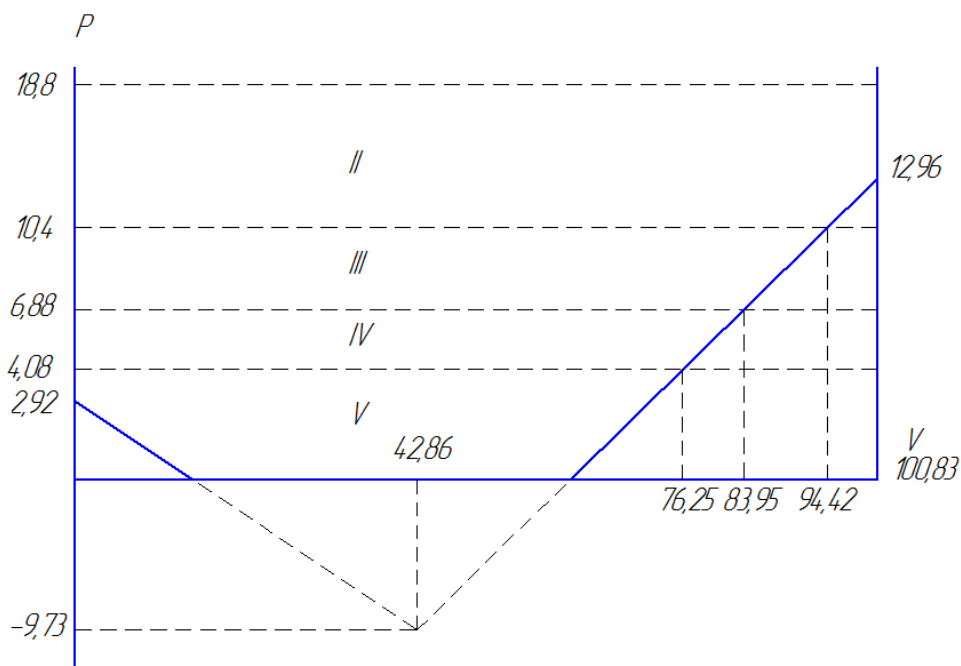


Рисунок 9 – График изменения давления на цементировочной головке

В таблице 28 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 28 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м <sup>3</sup>
V	76,25
IV	7,7
III	10,47
II	6,41

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора  $t_{це\text{м}}$  составляет 81,34 мин.

#### 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

С целью обеспечения высокого качества цементного камня проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак колонный БКМ-168 ОТТМ;
- КОДГ–168 ОТТМ предназначен для цементирования скважин с большим зенитным углом, так же для упора продавочной пробки;

- цементирующая головка ГЦУ-168;
- разделительная пробка ПРП-Ц-168

-центраторы ЦПН-168/216. В интервале от 1994-3025,6 устанавливается по одному центратору через каждые 20 м, это связано с большими интенсивностями искривления и зенитными углами. В интервале 0-1994 устанавливается по одному центратору через 50м, так как в данном участке зенитный угол незначительный (интервалы установки и их количество представлены в таблице 29 [18].

Таблица 29 – интервалы установки центраторов

Интервал установки, м	Тип центратора	Количество, шт
2303-2713	ЦПН-168/216	51
0-2303	ЦПН-168/216	40

#### **2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин**

Для того чтобы получить поступление флюида из продуктивного горизонта, необходимо снизить давление в скважине значительно ниже пластового. Одним из таких наиболее распространенных на сегодня методов является сваби́рование. Сваб представляет собой трубу (патрубок), в верхней части которой расположен клапан, открывающийся вверх. Конструкция сваба представлена на рисунке 10. Сваб опускается в колонну НКТ на тонком стальном канате. Уплотнение пространства между свабом и внутренним диаметром НКТ осуществляется 3-4 резиновыми манжетами, армированными проволоочной сеткой. Сваб движется вниз под действием груза, прикрепленного к его низу. При этом клапан открывается и жидкость, находящаяся в колонне НКТ, свободно проходит в пространство выше сваба. При движении сваба вверх клапан закрывается и зашедшая жидкость выталкивается на поверхность. Тонкий стальной канат, на котором закреплен сваб, наматывается на барабан лебедки. Глубина погружения сваба под уровень жидкости зависит от

прочности каната, мощности лебедки и обычно составляет 250 - 300 м (не более 500м). На рисунке 11 представлен процесс свабиrowания скважины.

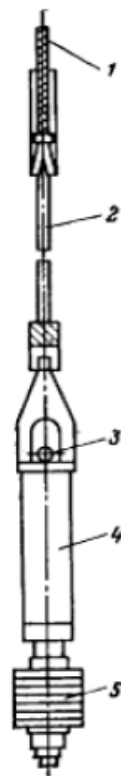


Рисунок 10 – Устройство сваба: 1 – канат, 2 – подвеска, 3 – клапан, 4 – патрубок, 5 – поршень.

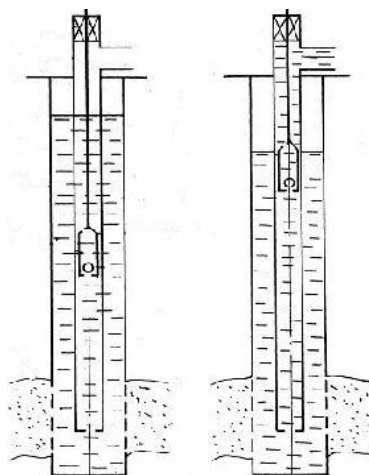


Рисунок 11 – Процесс свабиrowания скважины

Данный выбор вызова притока обусловлен тем, что в настоящее время свабиrowание является технологически простым, экономичным и наиболее применяемым методом вызова притока.

## 2.5. Выбор буровой установки

Исходя из условной глубины бурения, ожидаемого веса бурильной колонны (100,399 т.), веса обсадной колонны (95,587 т.), опыте бурения в условиях Восточной Сибири, надёжности и экономической эффективности для бурения выбирается БУ 3200/200 ЭУК. В таблице 30 представлено проектирование и проверка буровой установки для строительства проектной скважины. При расчете площади опорной поверхности, была принята примерная площадь основания тумбы ЭУК = 9м<sup>2</sup>, установка буровой вышки производится на 4 таких тумбы.

Таблица 30 – Проектирование и проверка буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q <sub>бк</sub> )	100,399	[G <sub>кр</sub> ] / Q <sub>бк</sub>	1,99
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q <sub>об</sub> )	95,587	[G <sub>кр</sub> ] / Q <sub>об</sub>	2,09
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q <sub>пр</sub> )	130,5	[G <sub>кр</sub> ]/ Q <sub>пр</sub>	1,53
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G <sub>кр</sub> )	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебедочного блока, т (Q <sub>влб</sub> )	300	k <sub>по</sub> = P <sub>о</sub> / P <sub>бо</sub> (k <sub>по</sub> >1,25)	P <sub>о</sub> /P <sub>бо</sub> =1,49>1,25
Вес бурильной колонны, т (Q <sub>бк</sub> )	100,399		
Вес обсадной колонны, т (Q <sub>ок</sub> )	95,587		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K <sub>п</sub> )	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т (Q <sub>бр</sub> )	12		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м <sup>2</sup> (F <sub>бо</sub> )	36		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	15	1055,45	
3	31	924,8	
4	25	655,7	
5	18	436,5	
6	32	278,9	

### 3. Специальная часть

#### Технология горизонтально-направленного бурения и перспективы применения данной технологии на территории Восточной Сибири.

##### 3.1 История и опыт ГНБ. Место ГНБ в современной промышленности. Оценка экономической эффективности ГНБ.

Метод ГНБ впервые разработан и успешно реализован в отечественной практике в начале 50-х гг. Первый этап развития этого метода распространяется с 1950 по 1960 гг. (первый опыт бурения в СССР). Первые экспериментальные работы (по методу А. М. Григоряна) были успешно осуществлены в 1952—1953 гг. на Карташевском месторождении в Башкирии, когда была сооружена первая горизонтально -разветвленная скважина № 66/45 (рис. 1). В этой скважине почти 80 % всей проходки было пройдено непосредственно по продуктивному пласту. Скважина имела 10 резко искривленных стволов. При ее вертикальной глубине 600 м общая протяженность скважины составила 1993 м, из которых 1768 м было пройдено непосредственно по продуктивному пласту. Максимальное расстояние между забоями составило 322 м, а наиболее протяженный горизонтальный ствол имел длину 168 м. Дебит нефти составил 120 т/сут, в том время как средний дебит по вертикальным скважинам на этом месторождении составил 7 т/сут. Правда, скорость бурения была ниже в 1,2 раза и бурение дороже в 1,5 раза, но при этом дебит был выше в 17 раз.

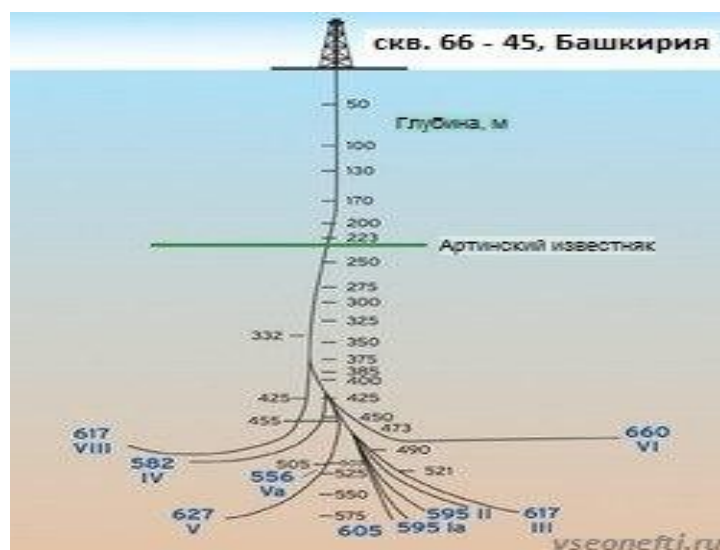


Рисунок 12 – Первая горизонтально-разветвленная скважина №66/45

Второй этап развития бурения охватывает 1961—1978 гг. До 1970 г. во ВНИИБТ под руководством А. М. Григоряна группой специалистов была разработана теория бурения таких скважин и эффективная технология их проводки. А. М. Григорян подвел итог этим работам в своей монографии, которую выпустил в 1969 г. Во ВНИИБТ в это время был разработан и создан целый ряд технических средств, которые успешно были применены при бурении ГС и РГС в Самарской области, на Западной Украине, Восточной Сибири

Семидесятые годы — начало промышленного бурения ГС за рубежом. Лидером бурения ГС стал Французский институт нефти (ФИН), специалисты которого взяли за основу исследования советских ученых - нефтяников в области бурения и разработки нефтяных месторождений с помощью ГС и многозабойных скважин (МЗС), а также фирма "Эльф-Акитен".

В связи с определенной технической и технологической сложностью строительства ГС зарубежными фирмами были резко увеличены ассигнования на научно-исследовательские работы по горизонтальному бурению. За короткие сроки были сконструированы, прошли промышленные испытания и появились на рынке новые забойные двигатели, долота, телесистемы и другое оборудование, позволяющее достигнуть высоких технико-экономических показателей при бурении ГС. Была решена проблема проведения геофизических исследований в горизонтальных стволах. В нашей стране в это время резко увеличилась добыча относительно дешевой нефти в Западной Сибири, что отрицательно повлияло на развитие и применение технологий ГС..

С 1978—1979 гг. начинается третий этап. В эти годы резко возрастает интерес к бурению ГС в США, так как этот вид бурения становится экономически выгодным с использованием даже обычного, традиционного оборудования. Опыт эксплуатации ГС на нескольких месторождениях уже к 1982 г. показал, что они обладают большими потенциальными возможностями



для обеспечения наиболее полного извлечения из недр углеводородов особенно там, где традиционные методы не дают эффекта, т.е. мало применимы.

Большие работы по внедрению бурения ГС начались в шельфовой зоне Северного моря. Развитие работ во Франции в эти годы стимулируются необходимостью разработки нефтяных месторождений Лак-Супериор и Кастера-Му (глубина 3 км), а также шельфового месторождения Распо-Маре (Италия), расположенного на Адриатике, где высоковязкая нефть находилась в карстовых ловушках. В это время фирма "Эльф-Акитен" устанавливает рекорды. Им удается пробурить скважину с длиной горизонтального ствола в 2 км и достичь 15-кратного увеличения дебита на одной из ГС месторождения Распо-Маре по сравнению с соседними вертикальными скважинами.

Четвертый этап начался в 1985—1986 гг. Центр бурения ГС уверенно переместился в США. Успехи фирмы "Эльф-Акитен" вызвали огромный интерес многих нефтяных фирм США. Начинается активное разбуривание горизонтальными скважинами месторождения Прадхо Бей, сложенного низкопроницаемыми известняками. Резко возросли объемы бурения ГС в шельфовой зоне Северного моря (Дания, Норвегия, Англия).

К 1989 г. в США пробурено уже 51 ГС и 30—в Европе. На 12-м Международном нефтяном конгрессе в Хьюстоне (1987 г.) значительное число докладов было посвящено бурению ГС и результатам их использования для разработки нефтяных и газовых месторождений. В сводном докладе, представленном на Конгрессе французскими и американскими специалистами было предложено осуществлять бурение ГС по трем методам: с малым (6-45 м), средним (40-100 м) и большим (300-600 м) радиусами кривизны.

При строительстве ГС достигнуты высокие результаты в технике и технологии бурения и, особенно, в телеметрическом контроле за траекторией ствола скважины. Максимальная длина горизонтального участка скважины при этом в Калифорнии достигла 3865 м. В 1990 г. в США благодаря

горизонтальным скважинам добывалось дополнительно 16 тыс. т нефти в сутки. Бурением ГС занимается свыше 50 фирм и компаний в более чем 20 странах мира. Основные из них — "Стандарт-Ойл" (Норвегия), "Арко" (Дания), "Истмен Кристенсен" (США), "Пройсаг" (ФРГ), "Тедси", "Бритиш Петролеум" (Англия), "Эльф-Акитен" (Франция), "Эльф-Италия", "Сперисан"(США), "Анадрилл"(США) и др..

По данным производственных нефтяных организаций дебит освоенных скважин в 3-10 раза превышает дебит соседних вертикальных и наклонных скважин. За последние годы в соответствии с программой "Горизонт" организовано бурение ГС в ПО Саратовнефтегаз, Башнефть, Татнефть, Нижневожскнефть, Коминефть, Сахалинморнефтегаз, Нижневартовскнефтегаз, Томскнефть, Пермнефть и др.

Минерально-сырьевые проблемы в конце XX и в начале XXI века становятся острейшими глобальными. За последние 20 лет средние запасы новых месторождений уменьшились в 4 раза, доля крупных месторождений среди вновь открываемых снизилась с 15 до 10 %, ухудшаются коллекторские свойства продуктивных отложений и качественный состав насыщающих их флюидов. Существенно осложнились геологические условия на объектах проведения поисковых и разведочных работ. В большинстве регионов ресурсы нефти и газа до глубины 2,5-3 км уже разведаны и многие из них давно эксплуатируются.

Из-за несовершенства техники и технологии в недрах остается большое количество полезных ископаемых. При этом самым низким коэффициентом извлечения характеризуются нефтегазовые месторождения. Из мировой практики известно, что нефтеотдача этих месторождений не превышает 30-40 %.

При разработке месторождений применяются различные методы воздействия на пласт: законтурное и внутриконтурное заводнение пластов,

тепловые и физико-химические методы, гидроразрыв пласта и так далее; несмотря на это, в среднем более половины геологических запасов нефти остаются неизвлеченными.

Разбуривание нефтяных и газовых месторождений наклонным способом и особенно горизонтальными (ГС) и разветвленно - горизонтальными скважинами (РГС) является эффективным методом формирования оптимальной системы разработки, а также восстановления продуктивности месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации. Вскрытие продуктивной толщи горизонтальными и разветвленно-горизонтальными стволами скважин увеличивает площадь фильтрации, исключает возможность поступления воды в процессе эксплуатации и оно особенно эффективно для низкопроницаемых коллекторов, а также коллекторов с вертикальной трещиноватостью.

Уровень бурения горизонтальных скважин на территории Российской Федерации в последнее время начинает существенно увеличиваться. Можно выделить несколько причин, по которым метод ГНБ становится все более популярным:

- Эффективность при разработке коллекторов, имеющих трещины с горизонтальной проницаемостью.
- Позволяет повысить темпы отбора нефти, по сравнению с системами вертикальных скважин, в 3-5 раз.
- Увеличение дебита скважин в связи с увеличением фильтрационной поверхности.
- Позволяет сократить сроки полной разработки месторождения
- Увеличение проницаемости пласта за счёт пересечения естественных вертикальных трещин.
- Сокращение общего числа скважин при разработке месторождения.

- Обеспечение разработки продуктивных пластов под руслами рек, озёр, гор и др.

На сегодняшний день, в условиях сложной экономической ситуации, связанной с кризисом и санкциями, нефтедобывающие компании всё чаще начинают задумываться о рентабельности строения горизонтальных скважин. Непосредственные затраты при строительстве горизонтальных скважин и зарезке боковых стволов, конечно, выше, чем при разработке месторождений наклонными и вертикальными скважинами, но если проследить всю цепочку затрат, а главное, отдачу от вложений, то горизонтальное бурение экономически целесообразно. В качестве примера можно рассмотреть динамику бурения скважин на Ромашкинском месторождении. После 2010 года график свидетельствует о широком распространении бурения горизонтальных скважин и горизонтальных боковых стволов (рис. 13).

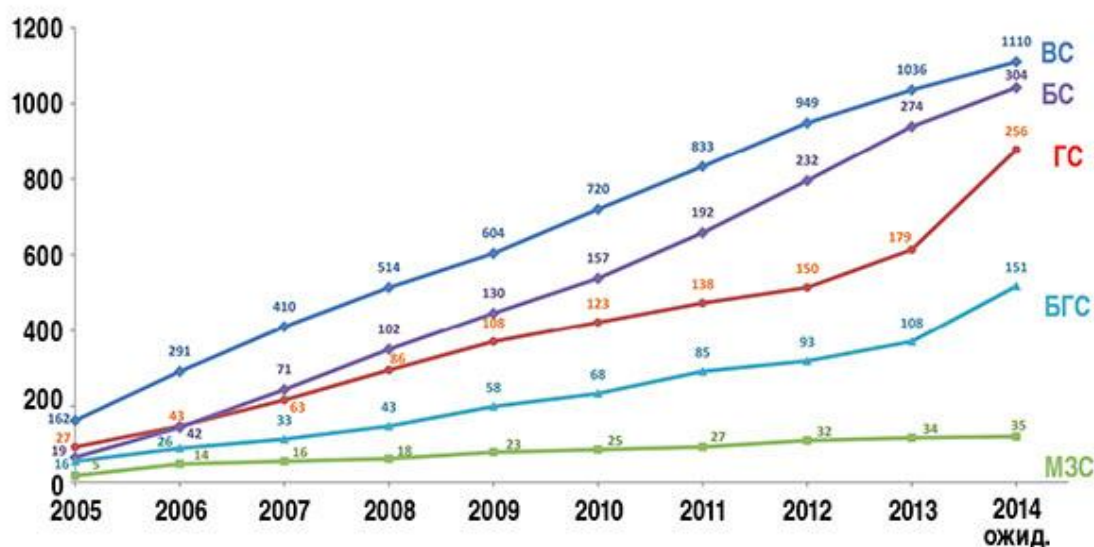


Рисунок 13 – Динамика бурения скважин на Ромашкинском месторождении.

Еще одним немаловажным фактором, который заставляет добывающие компании пересматривать свои подходы к разработке месторождений, является рост доли добычи трудноизвлекаемых запасов. Соответственно появляется спрос на горизонтальное бурение, которое прекрасно справляется с задачей извлечения как трудноизвлекаемых запасов, так и высоковязких нефтей, запасы

которых в нашей стране достигают порядка 8,8 млрд тонн. Таким образом, основным трендом на рынке нефтегазовых услуг стало резкое наращивание объемов горизонтального бурения. На 2014 год на ГНБ пришлось практически 30% от всего объема проходки, причем в 2012 году его доля была меньше 20% (Рис. 14).



Рисунок 14 – Динамика объема горизонтального бурения в России в 2005-2014 гг.

Несмотря на общий негативный тренд прироста объемов бурения, проходка горизонтальных скважин имеет положительный прирост. По прогнозам экспертов положительный прирост объема проходки ГНБ ожидается вплоть до 2020 года за счет внедрения новых перспективных технологий, которые позволят сократить сроки строительства скважин и повысить эффективность бурения.

### 3.2 Оборудование для ГНБ

Для искусственного искривления скважин в требуемом направлении используются различные технические средства, называемые отклонителями. При роторном бурении технические средства и технология искусственного искривления более сложны, поэтому чаще используются отклонители с забойными двигателями. Далее рассматриваются только такие отклонители. С их помощью на породоразрушающем инструменте создается отклоняющая

сила, или между осью скважины и осью породоразрушающего инструмента возникает некоторый угол перекоса. Зачастую эти отклоняющие факторы действуют совместно, но какой-либо из них имеет превалирующее значение. При этом доказано, что для любой отклоняющей компоновки при отсутствии прогиба турбобура и разработки ствола скважины при любых соотношениях диаметров долота и турбобура, искривление ствола вследствие фрезерования стенки скважины в 4,84 раза больше, чем в результате асимметричного разрушения забоя. Если происходит прогиб забойного двигателя, то доля искривления ствола за счет асимметричного разрушения породы на забое будет еще меньше.

Кривой переводник включается в компоновку между забойным двигателем и УБТ. В результате большой жесткости УБТ в забойном двигателе возникает изгиб, и на породоразрушающем инструменте возникает отклоняющая сила. Величина ее существенно зависит от длины и жесткости забойного двигателя, поэтому кривые переводники используются с односекционными или укороченными турбобурами и винтовыми забойными двигателями.

Интенсивность искривления скважины при применении кривых переводников зависит от угла перекоса резьб, геометрических, жесткостных и весовых характеристик компоновки, режима бурения, фрезерующей способности долота, физико-механических свойств горных пород, зенитного угла скважины. Поэтому она колеблется в широких пределах от 1 до 6 град/10 м., (рис. 15).

Максимальный зенитный угол, который может быть достигнут при применении кривого переводника с односекционным турбобуром, составляет 40-45°. При необходимости достижения больших зенитных углов следует использовать укороченные или короткие забойные двигатели.

Бесспорным преимуществом кривого переводника относится его простота, однако при его использовании ухудшаются условия работы

забойного двигателя за счет упругой деформации, интенсивность искривления из-за указанных выше факторов колеблется в широких пределах, породоразрушающий инструмент из-за наличия отклоняющей силы работает в более тяжелых условиях

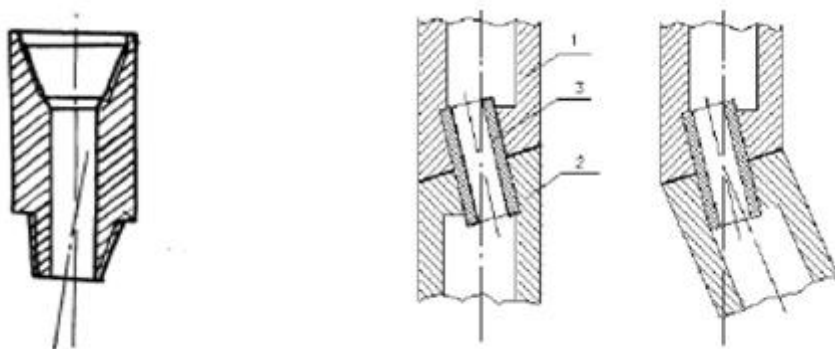


Рисунок 15 – Принципиальная схема кривого переводника с изменяющимся углом

Турбинные отклонители серии ТО (рис. 16) состоят из турбинной 1 и шпиндельной 2 секций. Корпуса секций соединяются между собой кривым переводником 3, позволяющим передавать осевую нагрузку. Крутящий момент от вала турбинной секции к валу шпинделя, располагающихся под углом друг к другу, передается кулачковым шарниром 4.

Угол перекоса резьб переводника серийно выпускаемых турбинных отклонителей составляет  $1,5^\circ$ , а диаметр корпуса 172, 195 и 240 мм. Интенсивность искривления ствола при их применении доходит до 3 град/10 м.

Преимуществами турбинных отклонителей являются приближение кривого переводника к забою скважины, в результате чего искривление ствола имеет более стабильный характер, мало зависящее от физико-механических свойств пород и технологии бурения. Использование нескольких турбинных секций (отклонители серии ОТС) позволяет увеличивать мощность и крутящий момент на долоте и применять такие отклонители в скважинах малого

диаметра, т. е. там, где обычные кривые переводники не дают желаемых результатов.

Существенным недостатком турбинных отклонителей является малый моторесурс кулачкового шарнира, соединяющего валы шпindelной и турбинной секций. Этого недостатка в некоторой степени лишены шпindel-отклонители (рис. 16), у которых кривой переводник 1 включен в разъемный корпус 2 шпинделя, а вал изготавливается составным, соединенным кулачковыми полумуфтами 3. Такая конструкция отклонителя позволяет разгрузить полумуфты от гидравлических нагрузок и увеличить долговечность узлов по сравнению с турбинными отклонителями. Шпindel-отклонители можно эксплуатировать вместо обычного шпинделя с любым секционным турбобуром.

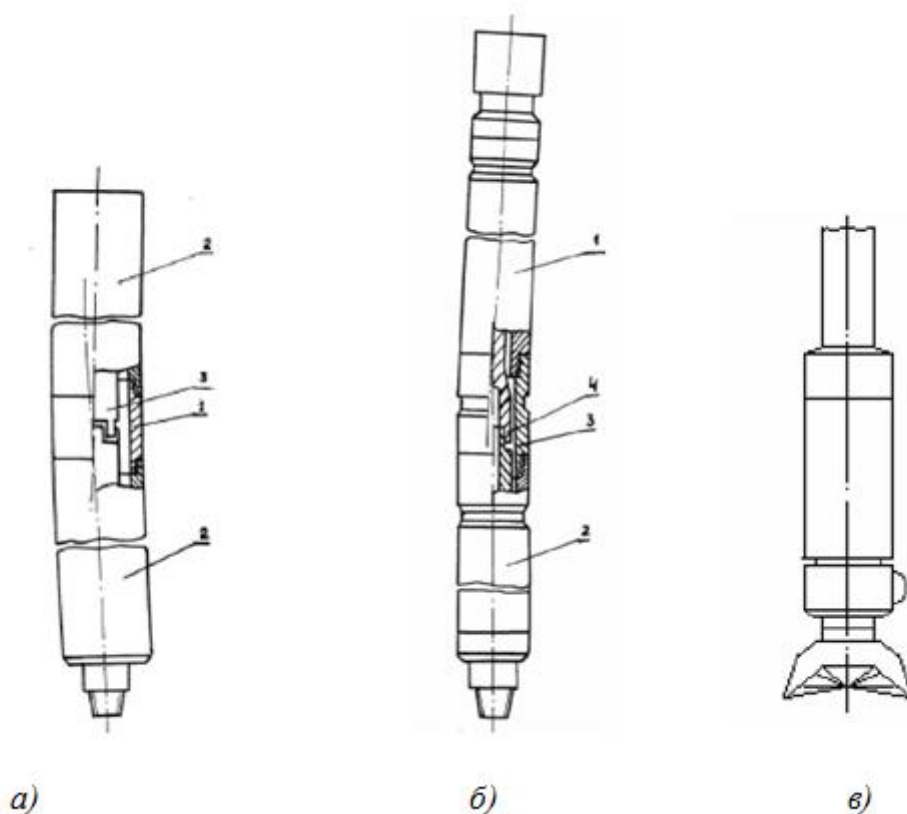


Рисунок 16 – Типы отклонителей: а – шпindelный отклонитель, б – турбинный отклонитель, в – отклонитель с насадкой



Угол перекося кривого переводника серийно выпускаемых шпиндель-отклонителей составляет  $1^{\circ}30'$ , а наружный диаметр – 195 и 240 мм. За счет приближения кривого переводника к забою повышается отклоняющая способность и стабильность искривления скважины.

Наиболее простым в изготовлении является отклонитель с эксцентричной накладкой, показанный на рис. 16. В этом случае на шпинделе или корпусе забойного двигателя приваривается накладка. В результате на породоразрушающем инструменте возникает отклоняющая сила и происходит искривление скважины. При применении отклонителей с накладкой искривления скважины наиболее стабильно по сравнению с другими отклонителями. В отличие от обычных кривых переводников с увеличением зенитного угла скважины отклоняющая способность отклонителя накладкой не уменьшается. Он может быть использован с любым забойным двигателем. Однако следует отметить и существенный недостаток – «зависание» инструмента в процессе бурения в результате трения накладки о породу. В ряде случаев, особенно в крепких породах, отмечается снижение механической скорости бурения до 50 %. Для уменьшения влияния этого фактора края накладки выполняются скошенными, она облицовывается резиной, однако проблема «зависания» сохраняется.

Разновидностью отклонителя с накладкой, позволяющей в какой-то мере избавиться от этого недостатка, является упругий отклонитель. Он представляет собой накладку на шпинделе турбобура, опирающуюся на резиновую рессору. В случае «зависания» или заклинивания инструмента происходит прогиб рессоры, что способствует свободному прохождению отклонителя по скважине. Изменяя толщину рессоры, можно регулировать интенсивность искривления скважины.

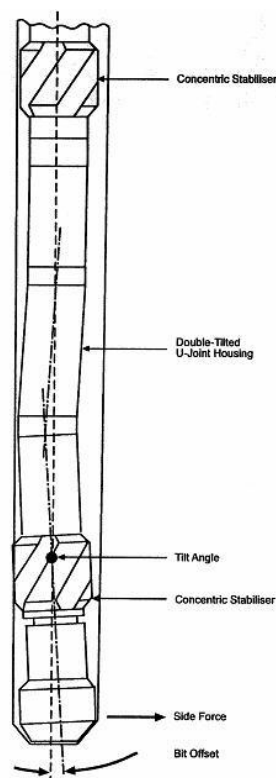


Рисунок 17 – Система управления в процессе бурения

Для повышение интенсивности и стабильности искривления в ряде случаев в компоновку низа бурильной колонны включается два отклонителя, например, шпиндель-отклонитель с винтовым забойным двигателем и обычный кривой переводник. При этом, естественно, направления действия отклонителей должны совпадать.

При применении всех описанных выше отклонителей после искривления скважины на требуемую величину производится замена компоновки независимо от степени износа породоразрушающего инструмента. Для сокращения затрат времени возможно бурение компоновкой с отклонителем с одновременным вращением колонны бурильных труб ротором. Наиболее пригодным для этих целей является отклонитель с эксцентричной накладкой, т. к. при использовании других отклонителей происходит быстрый износ забойных двигателей. При этом следует отметить увеличение диаметра скважины до 10 % от номинального.

Для регулирования интенсивности искривления в процессе бурения без подъема инструмента предложено несколько конструкций отклонителей.

Система управления в процессе бурения (рис. 17), состоит из: долота ; управляемого гидравлического забойного двигателя; стабилизатор и системы контроля направления, которая контролирует и передает к поверхности азимут скважины, наклон передней поверхности в режиме реального времени.

Компоненты:

а) Буровое долото: рехшарошечные долота или долотами типа PDC, обычно PDC для уменьшения спуско-подъемные операции по его замене;

б) Забойный двигатель: вращает только долото, возможность ориентированного бурения;

с) Навигационная Sub-система: конвертирует забойный двигатель в Steerable-управляемый двигатель, наклоняя долото под предопределенным углом;

д) Навигационные Стабилизаторы: направление движения компоновки;

е) Система оценки (отслеживания): непрерывная информация о направлении бурения.

Винтовые забойные двигатели типа ДГ (рис. 18) предназначены для бурения горизонтальных скважин в том числе с малым радиусом искривления. В горизонтальном бурении используются ВЗД типа ДГ благодаря их преимуществам по сравнению с турбобурами. В частности меньшая зависимость от диаметра, а также повышенный удельный момент двигателя. Это позволяет сконструировать силовую секцию длиной 1-2 м с наружным диаметром, существенно меньшим, чем у турбобура для аналогичных целей.

Основные особенности ДГ:

Уменьшенная длина, достигаемая сокращением как силовой, так и шпиндельной секций, при этом силовая секция двухшаговая, что обеспечивает необходимую мощность;

Уменьшенный наружный диаметр, что при сохранении оптимальных характеристик ВЗД.

Обеспечивает надежную проходимость двигателя с опорно-центрирующими элементами в стволе скважине и улучшенную гидродинамическую ситуацию в затрубном пространстве;

Многообразие механизмов искривления корпуса, что позволяет использовать различные технологии проводки скважин;

Возможность размещения на корпусе двигателя опорно-центрирующих элементов;

Усовершенствованное соединение ротора и вала шпинделя, гарантирующее надежную работу с большими углами перекоса

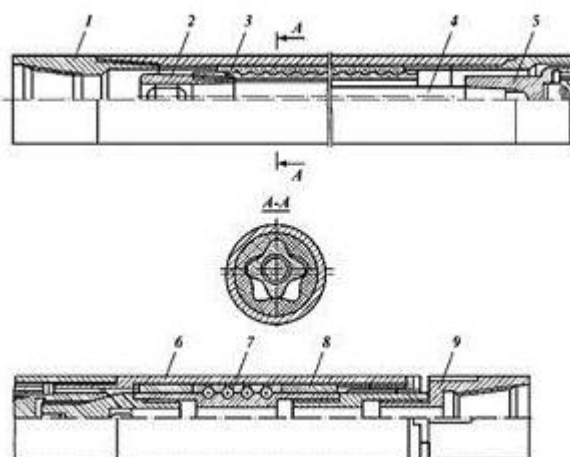


Рисунок 18 – Винтовой забойный двигатель типа ДГ-108

Винтовой двигатель типа ДГ-108 состоит из: 1- переводник верхний; 2- ротор в сборе; 3- статор; 4- вал гибкий; 5- шарнир; 6- корпус шпинделя; 7- опора осевая; 8- опора радиальная; 9- переводник наддолотный.

### **3.3 Особенности технологии ГНБ при строительстве скважин на нефть и газ**

Профиль горизонтальной скважины состоит из двух сопряженных между собой частей: направляющей части и горизонтального участка. Под направляющей частью профиля следует понимать часть ствола скважины от ее устья до точки с заданными координатами на кровле или непосредственно в самом продуктивном пласте, являющемся началом горизонтального участка. В отличие от наклонных скважин при проводке направляющей части горизонтальной скважины необходимо на проектной глубине вывести ствол скважины не только в точку с заданными координатами, но и, что очень важно для дальнейшей проводки горизонтального участка, под заданным углом. По величине радиуса кривизны ствола различают три типа профиля горизонтальной скважины: с большим радиусом искривления, средним и малым радиусами

Горизонтальные скважины с большим более 190 м радиусом кривизны могут быть реализованы при кустовом способе бурения на суше и на море, а также при бурении отдельных скважин с большим отклонением от вертикали при длине горизонтального участка 600-1500м.

#### **Скважины с большим радиусом искривления**

Горизонтальные скважины с большим радиусом искривления характеризуются интенсивностью набора зенитного угла 2-6 град./30 м (100 фут.), который дает радиус искривления 900-290 м (3000- 1000 фут.). Проводка скважины такого профиля осуществляется с помощью инструмента для обычного направленного бурения. Горизонтальные участки имеют длину до 2500 м (8000 фут.). Скважина с таким профилем хорошо подходит для тех случаев, когда для достижения заданной точки входа в пласт требуется большое горизонтальное отклонение. Следует отметить, что скважина должна изменить направление от вертикального до горизонтального на глубине 300-900 м. (1000-3000 фут.) по вертикали.

Глубина вертикального участка зависит от интенсивности набора зенитного угла на криволинейном участке и зенитного угла на участке стабилизации, входящих в профиль скважины. Участки стабилизации часто планируются в профилях скважин для того, чтобы обеспечить горизонтальное отклонение, необходимое для входа в пласт в заданной точке. Они также позволяют попасть в заданную точку в случае отклонения фактической интенсивности набора зенитного угла от проектной. Начальная интенсивность набора зенитного угла обычно менее 4 град./30 м (100 фут) и задается для уменьшения крутящего момента и сил сопротивления при вращении и подъеме бурильной колонны. Зенитный угол скважины на участке стабилизации, если он входит в профиль скважины, находится в диапазоне 25-60 град. и зависит от горизонтального отклонения, необходимого для входа в пласт в заданной точке. Конечная интенсивность набора зенитного угла перед горизонтальным участком часто составляет 4-6 град./30 м (100 фут.), но может быть выше, на уровне 8-10 град./30 м (100 фут.).

Скважины с большими радиусами искривления могут буриться набором компоновок для обычного направленного бурения. Начальное искривление скважин производится компоновками с забойными двигателями. Такие компоновки могут содержать обычный забойный двигатель с кривым переводником, но обычно включают забойный двигатель с регулируемым углом перегиба (SMA). Если SMA используется для бурения участка набора зенитного угла, то его обычно применяют и для бурения участка стабилизации зенитного угла. Если вместо SMA для начального искривления скважины используют забойный двигатель с кривым переводником, участок стабилизации зенитного угла часто бурят роторной компоновкой (ВНА). После проходки участка стабилизации зенитного угла для набора зенитного угла перед горизонтальным участком используют компоновку, включающую забойный двигатель с регулируемым углом перегиба (SMA). Горизонтальный участок обычно бурят забойным двигателем с регулируемым углом перегиба, рассчитанным на интенсивность резкого перегиба 2-3 /30 м (100 фут.) при

ориентированном бурении (установка устройства в положение на бурение с изменением угла). Избегают применять компоновки с большими углами перекоса, чтобы свести к минимуму крутящий момент на роторе и нагрузку на крюк при подъеме и увеличить стойкость долота и межремонтный период забойного двигателя. Рейсы с роторными компоновками осуществлялись успешно в тех горизонтальных участках, где не требовалось управлять азимутом скважины. Вообще же используются компоновки, включающие забойный двигатель с регулируемым углом перекоса, так как они обеспечивают высокое качество управления зенитным углом и азимутом.

### **Скважины со средним радиусом искривления**

Горизонтальные скважины со средним радиусом искривления имеют интенсивность набора зенитного угла 7-35 град./30 м (100 фут.), радиусы искривления 50-300 м (160-1000 фут.) и горизонтальные участки длиной до 2500 м (8000 фут.). Эти скважины бурятся с помощью специальных гидравлических забойных двигателей и обычных элементов бурильных колонн. Компоновки с двойным перекосом рассчитаны на набор зенитного угла с интенсивностью до 35 град./30 м (100 фут.). Горизонтальный участок бурят обычными компоновками, включая забойный двигатель с регулируемым углом перекоса. Такой профиль скважины обычен для бурения на суше и многозабойного бурения.

На практике скважина считается скважиной со средним радиусом искривления, если компоновку низа бурильной колонны нельзя вращать после проходки участка набора зенитного угла со средним радиусом искривления. Максимальная интенсивность набора зенитного угла при бурении в начале криволинейного участка со средним радиусом искривления при бурении ограничена пределами на изгиб и кручение для бурильных труб по стандарту АНИ. Скважины малого диаметра с более гибкими трубами имеют более высокие допустимые максимальные значения резких перегибов ствола.

Стандартный тип профиля со средним радиусом кривизны (рис. 19 а) содержит наклонный прямолинейный участок 3, длина которого может

меняться для обеспечения попадания ствола в заданную точку. Однако если накоплен значительный опыт бурения таких скважин, то этот участок может быть исключен (рис. 19 б). Интервалы 5 (рис. 19 а) и 3 (рис. 19 з) имеют интенсивность искривления порядка 1 град/10 м и возникают самопроизвольно вследствие невозможности резкого перехода от криволинейного интервала к прямолинейному даже при применении стабилизирующих компоновок. Длина этих интервалов около 30 м. При средних радиусах траектория скважины может менять положение от вертикального до горизонтального при глубине скважины по вертикали 90-300 м (300-1000 фут.). Известно много систем для бурения скважин со средним радиусом искривления. Они объединяют различные схемы размещения с изогнутым корпусом забойного двигателя, с корпусом с регулируемым углом перекоса кривых переводников и стабилизаторов.

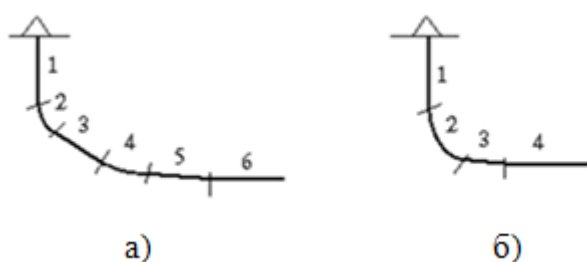


Рисунок 19 – Профили горизонтальных скважин

При работах со средним радиусом искривления в участке скважины с высокой интенсивностью набора зенитного угла применяются компоновки с двойным перекосом. Они рассчитаны на набор зенитного угла с интенсивностью до 35 град./30 м (100 фут.) при ориентированном положении компоновки (т.е. без вращения бурильной колонны). Проектная интенсивность набора зенитного угла определяется размерами и размещением отклоняющих устройств и стабилизаторов и обычно для забойных двигателей достигает 16 /30 м (100 фут.). Компоновок с одним отклонителем могут быть использованы как при роторном, так и при бурении с использованием забойного двигателя.

### **Скважины с малым радиусом искривления**

Горизонтальные скважины с малыми радиусами искривления имеют интенсивность искривления набора зенитного угла 5-10 град./метр (1-1/2-3



град/фут), которому соответствует радиус искривления 12,2-6,1 м (40-20 фут.). Длина горизонтального участка находится в диапазоне 60-275 м (200-900 фут.). Скважины с малыми радиусами искривления бурятся с помощью специального бурильного инструмента и по специальной технологии. Такой профиль находит наибольшее распространение при бурении дополнительных стволов из имеющихся скважин. В большинстве областей применения скважина бурится вертикально и искривляется по малому радиусу непосредственно в кровле пласта или в самом пласте. Методика работы состоит в установке пакера с уипстоком и отклонением скважины с набором зенитного угла специальной компоновкой для набора угла. При достижении угла в 90 град, спускают специальную компоновку для стабилизации зенитного угла, чтобы бурить горизонтальный участок. Эта специальная компоновка для стабилизации зенитного угла приводится в действие трубами с шарнирными соединениями, позволяющими вращаться им в стесненном пространстве скважины, искривленной по малому радиусу. В последнее время на некоторых скважинах использовались системы с забойным двигателем с шарнирными соединениями для профилей с малым радиусом искривления. Большинство скважин, пробуренных такой системой, имело глубину по вертикали менее 3000 метров (10 000 фут.) и горизонтальные участки длиной 90-120 м (300-400 фут.), хотя иногда они достигали длины 350 м (900 фут.).

Общий порядок расчета профиля скважины сводится к следующему:

1. По ранее пробуренным на месторождении скважинам определяются закономерности искривления и влияние на него различных факторов. Эти данные позволяют определить интенсивность естественного искривления на отдельных интервалах.
2. По схеме кустования или структурной карте и геологическим разрезам определяются проектный азимут скважины, глубина скважины по вертикали и проектное смещение (отход).
3. Определяется конечная глубина верхнего вертикального участка.

4. Выбирается КНБК, обеспечивающая необходимую интенсивность искусственного искривления, которая не должна превышать ранее рассчитанную максимальную интенсивность искривления. Интенсивность искривления на участках естественного уменьшения зенитного угла устанавливается исходя из практического опыта.

5. По величине интенсивности искусственного искривления определяются радиусы кривизны  $R$  соответствующих интервалов по формуле  $R = 57,3/i(\text{инт.искрив})$ . Полученные величины радиусов сравниваются с минимально допустимыми и при необходимости корректируются.

6. Производится расчет профиля, т. е. определяется необходимый зенитный угол скважины в конце интервала набора кривизны, проекции всех интервалов на горизонтальную и вертикальную плоскость, их длины, глубина скважины по вертикали, отход (смещение) и глубина скважины по стволу. Рассчитанные глубина по вертикали и смещение сравниваются с заданными, что является проверкой правильности всех расчетов.

**Технология горизонтально-направленного бурения скважин** позволяет отклоняться от вертикальной линии по любому направлению, вплоть до горизонтального положения. Процесс бурения установкой для ГНБ условно можно разделить на четыре этапа: бурение пилотного ствола, расширение скважины, калибровка скважины, бурение горизонтального ствола. На первом этапе бурится пилотный ствол с зенитным углом, позволяющий забурить горизонтальный ствол. При пилотном бурении используются различные системы навигации, предназначенные для проведения скважины по заданной траектории, с целью контроля зенитного угла. Далее производится расширение скважины до необходимого размера в месте предполагаемого срезки в пилотном стволе. Количество проходов, необходимых для выполнения расширения скважины до нужного диаметра, может колебаться. По большому счету это зависит от литологических особенностей разреза. Расширение может производиться как ходом вперед, так и ходом назад. После этого калибруют скважину, с целью очищения от любых помех, которые могут существовать

внутри нее и затруднять перемещение обсадных труб по скважине. После этого набирается необходимый зенитный угол, для бурения горизонтального участка и входа в продуктивный пласт.

### **3.4 Установка для горизонтального бурения**

Рассмотрим одну из установок для горизонтально-направленного бурения Dresco-2000M, производителем которой является канадская компания National Oilwell Varco. Данная установка позволяет бурить скважины с зенитным углом вплоть до 90 градусов, с шагом в 2 градуса. Наличие этой возможности позволяет решить проблемы интенсивности искривления ствола скважины. В комплекс буровой установки входят:

- мачта;
- лебедка мощностью 700 л.с.;
- система для СПО;
- верхний силовой привод с максимальной нагрузкой 150 т;
- буровой насос с мощностью 1085 л.с.;
- подсвечник;
- плашечный превентор;
- АКБ;
- система контроля: amphion integrated control system;
- привод мачты: гидравлический.

Установка мобильная, универсальная, монтаж осуществляется на прицепе. Для осуществления операции свинчивания труб под наклоном имеется трубный манипулятор с гидравлическим приводом. Присутствует еще одна опция, которая упрощает работу: механизм для принудительного создания осевой нагрузки до 9 тонн. Система работает как вспомогательный механизм для создания дополнительной нагрузки на долото и принудительного спуска обсадных колонн в скважину. В нашей стране данная установка используется на

Ашальчинском месторождении битумов в республике Татарстан компанией "Татнефть".



Рисунок 20 – Буровая установка Dresco-2000M

### **3.5 Возможности применения установки**

Рассмотрев характеристики данной установки, можно сделать вывод, что данная установка не подойдет для бурения скважины исходных геологических данных, как по условной глубине бурения, так и максимальная нагрузка 150 т меньше параметра веса колонны при ликвидации прихвата, который по расчетным данным составил 184 т. Однако при дальнейшем развитии технологий в скором времени появятся улучшенные установки для ГНБ, которые позволят строить скважины даже для глубокозалегающих флюидов. А учитывая их мобильность и универсальность, они смогут составить конкуренцию аналогам, которые существуют на сегодняшний день.

## **4. Организационно-экономическая часть**

### **4.1 Структура и организационные формы работы бурового предприятия, анализ деятельности предприятия**

ЗАО «Сибирская Сервисная Компания» основано 1 февраля 2000 г. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, наклонно-направленное бурение, зарезка боковых стволов, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение применения буровых растворов, обеспечение систем очистки, тампонажные работы. На сегодняшний день в компании семь подразделений в регионах Российской Федерации, около 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллиона метров.

В Красноярском крае компания начала работать в 2002 г. Основные заказчики Красноярского филиала – дочерние предприятия ОАО «Газпром», ОАО «Роснефть», Управление по недропользованию по Красноярскому краю. В настоящее время предприятие также осуществляет свою деятельность на территории Иркутской области – ведёт строительство эксплуатационных скважин на Ичёдинском НМ, Западно-Аянском НГКМ, а также поисковых и разведочных скважин на Игнялинском, Тымпучиканском и Вакунайском лицензионных участках.

Годовая проходка Красноярского филиала составляет около 100000 м. Площади работ Красноярского филиала отличаются сложным горно-геологическим строением, характерным для Сибирской платформы в целом. Тем не менее, накопленный опыт работ, современное оборудование и технологии, высококвалифицированные специалисты позволяют успешно решать поставленные задачи.

Успешно пробурено и испытано значительное количество разведочных скважин на Собинском и Юрубчёно-Тохомском месторождениях. Огромный опыт получен при строительстве поисковых скважин на Берямбинском

лицензионном участке, заложенных на локальных поднятиях в зоне Ангарских складок. Скважинами вскрыты многочисленные геологические осложнения, не предусмотренные проектной документацией, которые зачастую приводили к возникновению серьёзных аварий. При ликвидации катастрофических поглощений были успешно применены оригинальные кольматирующие и тампонирующие смеси, профильные перекрыватели; при ликвидации ГНВП – буровые растворы высокой плотности с разработанными в компании рецептурами.

Руководство Компании берет на себя обязательство следовать Политике в области качества, соблюдать требования системы менеджмента качества, соответствующей международному стандарту ISO 9001 и постоянно повышать ее результативность.

Для реализации основных принципов менеджмента качества и выполнения своих обязательств перед заказчиками и партнерами Руководство Компании будет поддерживать и реализовывать следующие направления работ:

- постоянный анализ ситуации на рынке услуг в области бурения и ремонта скважин, учет складывающихся тенденций;
- внедрение новых технологий в бурении и ремонте скважин;
- развитие инфраструктуры Компании, в том числе внедрение новой, более производительной и эффективной техники;
- постоянное повышение квалификации персонала;
- вовлечение персонала в совершенствование менеджмента качества.

Организационная структура управления представлена на рисунке 21.

Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть пять заместителей: технический директор – первый заместитель директора, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по

супервайзингу, заместитель директора по обеспечению производства,  
заместитель директора по работе с персоналом.

Организационная структура Красноярского филиала ЗАО «ССК» с 1.11.2011г.

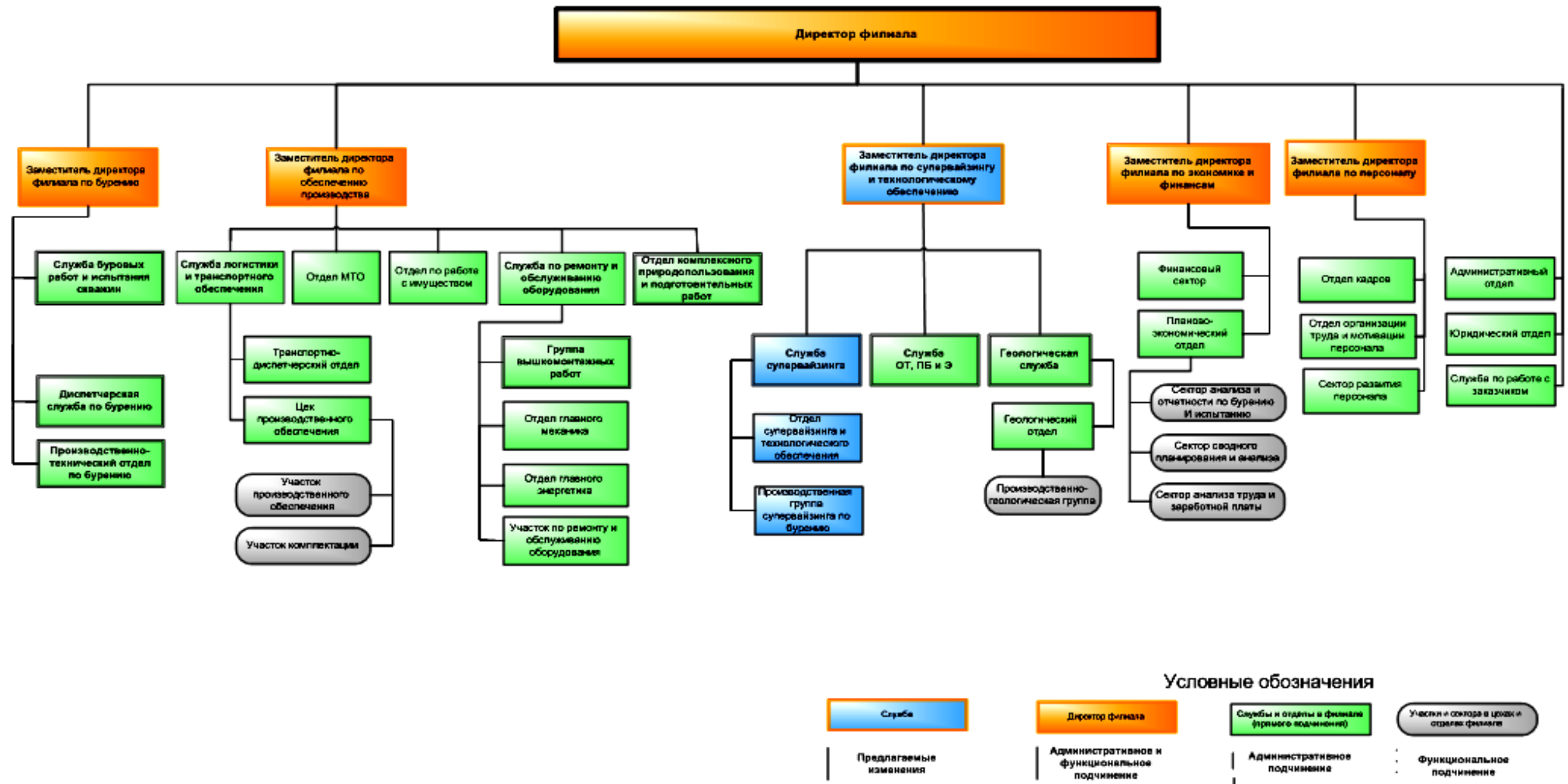


Рисунок 21 – Организационная структура управления



Заместителю директора по супервайзингу подчиняются следующие руководители: главный технолог, главный геолог и заместитель технического директора по ОТ и ПБ.

Главный технолог возглавляет технологический отдел, технологическую группу по бурению и группу заключительных работ. Главной задачей этих подразделений является контроль и выполнение технологии строительства скважин.

Главный геолог возглавляет геологический отдел, в его подчинении находится группа геологов на месторождении. Задачей геологического отдела является предоставление информации, связанной с геологией при бурении и освоении скважин.

Заместителю директора по обеспечению производства подчиняется служба логистика и транспортного обеспечения, служба по ремонту и обслуживанию оборудования, отдел материально-технического обеспечения, отдел по работе с имуществом.

Заместитель директора по экономике и финансам руководит работой планово-экономического отдела и проектно-сметного отдела. Кроме того, ему подчиняется главный бухгалтер, который организует и планирует работу следующих секторов: по учету основных фондов, по учету материалов, по расчетам заработной платы, по налогам, по отчетности.

Заместитель директора по работе с персоналом руководит работой отдела кадров, отдела организации и мотивации труда, менеджера по обучению, менеджера по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям, сектором по социально-бытовым вопросам. Таким образом, созданная организационная структура позволила в полном объеме выполнить технико-экономические показатели планируемые в прошлом году.

## 4.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины

Перечень работ по строительству скважины включает в себя следующие виды:

- подготовительные работы к строительству скважины;
- вышкомонтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение скважины и ее крепление;
- опробование;

Нормативная карта – это документ, в котором указывается нормы времени на выполнение отдельных операций в процессе строительства скважины, а также общее время на строительство скважины.

При расчете нормативной карты следует иметь в виду, что весь комплекс работ можно разделить на 4 группы.

1-я группа. Работы, связанные с рейсом долота. Объем их определяется количеством долблений:

- а) смена долота, колонкового снаряда;
- б) установка за палец и вывод из-за пальца УБТ;
- в) подготовительно-заключительные работы к спуско-подъемным операциям в процессе бурения;
- г) проверка превентора (если эта работа предусмотрена при смене долота, а не при смене вахт).

2-я группа. Работы, связанные с рейсом долота и глубиной скважины:

- а) спуск и подъем бурильного инструмента;
- б) промывка скважины после спуска и перед подъемом бурильного инструмента (если она не включена в нормы на механическое бурение)

3-я группа. Работы, связанные с глубиной бурения:

- а) работа долота на забое скважины (собственно процесс механического бурения или углубка скважины);
- б) наращивание инструмента;
- в) разборка бурильных труб.

4-я группа. Работы, не связанные с тремя предыдущими группами, объем которых определяется для каждой скважины в зависимости от геологических, технических и технологических условий (приводятся основные виды работ):

- а) смена (разборка, сборка) забойного двигателя;
- б) геофизические исследования, замеры отдельных параметров;
- в) переоснастка талевой системы, смена и перетяжка талевого каната;
- г) крепление скважины (весь комплекс работ: проработка, спуск обсадных труб, цементирование, ОЗЦ и др.);
- д) работа испытателем пластов;
- е) смена бурильных труб в связи с выходом из строя или изменением диаметра или материала изготовления;
- ж) смена бурового и силового оборудования;
- з) работы по предупреждению возникновения осложнений в скважине;
- и) приготовление, утяжеление и обработка бурового раствора (если эти работы не включены в нормы на механическое бурение);
- к) сборка и разборка элементов компоновки бурильного инструмента: переводников, калибратора, центратора, стабилизатора и др.;
- л) отсоединение бурового шланга от вертлюга для слива раствора и присоединение к вертлюгу в зимнее время.

Расчет нормативной карты производится по следующему плану

Нормативного времени на механическое бурение рассчитывается по формуле 4.2.1.

$$T_{\text{м}} = T_{\text{м}}^{\text{1М}} \cdot H, \quad (4.2.1)$$

где  $T_{\text{м}}$  – нормативное время на механическое бурение рассчитываемого интервала;  $T_{\text{м}}^{\text{1М}}$  – нормативное время на механическое бурение одного метра данного интервала (из местных норм), час.;  $H$  – количество метров в интервале, м.

Согласно «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ, и другие полезные ископаемые» нормативное время на механическое бурение одного метра составляют: для интервала под направление (0-20 м) – 0,03 ч; для интервала под кондуктор (20-900м) – 0,1 ч; для интервала под эксплуатационную колонну (900-3073 м) – 0,1 ч; для интервала открытого ствола (3073-3715 м) – 0,12 ч [2].

#### Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Нормативное количество долблений по каждому интервалу рассчитывается по формуле 4.2.2.

$$n = \frac{H}{H_d}, \quad (4.2.2)$$

где  $n$  – нормативное количество долблений;  $H$  – количество метров в интервале, м;  $H_d$  – проходка на долото (из местных норм). Количество долблений составляет 1 на каждый интервал, т.е. предполагается, что интервалы будут пробуриваться без смены долота.

Количество спускаемых по интервалам свечей ( $N_c$ ) определяется исходя из рассчитанной ранее длины колонны бурильных труб для бурения каждого интервала. Для бурения интервала под направление бурильные трубы не используются, для бурения интервала под кондуктор – 24 шт., для бурения интервала под эксплуатационную колонну – 120 шт., для бурения интервала открытого ствола – 127 шт.

Количество поднимаемых по интервалам свечей равно количеству спускаемых свечей для каждого интервала.

Нормативное время на спуск свечей рассчитывается по интервалам по формуле 4.2.3, на подъем свечей рассчитывается по формуле 4.2.4.

$$T_c = T_c^{1c} \cdot \frac{N_c}{60}, \quad (4.2.3)$$

$$T_{\pi} = T_{\pi}^{1c} \cdot \frac{N_{\pi}}{60}, \quad (4.2.4)$$

где  $T_C^{1C}$  и  $T_H^{1C}$  – нормативное время соответственно на спуск и подъем одной свечи, мин.

При оснастке талевой системы 5х6

$$T_C^{1C} = 1,5_{мин}; T_H^{1C} = 1,5_{мин} [2]$$

При глубине залегания интервала более 2500 м, к нормам времени на спуск и подъем одной свечи добавляется 0,1 мин. [2].

#### Расчет нормативного времени на наращивание труб.

Нормативное время на наращивание труб рассчитывается по формуле 4.2.5.

$$T_H = T_H^{1T} \cdot N_H, \quad (4.2.5)$$

где  $T_H^{1T}$  – нормативное время на одно наращивание 0,2 ч [2];  $N_H$  – количество наращиваний, которое равно количеству свечей в каждом интервале.

#### Время на подготовительно – заключительные работы

Нормативное время на подготовительно – заключительные работы при спускоподъемных операциях рассчитывается по интервалам, суммируется с нормативным временем на смену долота и заносится в нормативную карту. Расчет для каждого интервала по формуле 4.2.6.

$$T_{nзр} = T_{1nзр} \cdot n, \quad (4.2.6)$$

где  $T_{1nзр}$  – норма времени одного цикла подготовительно – заключительных работ, равная в сумме 0,45 часа [2];  $n$  – нормативное количество долблений в интервале.

#### Время на проверку превентора

Нормативное время на проверку превентора рассчитывается по формуле 4.2.7.

$$T_{nn} = T_{1nn} \cdot N, \quad (4.2.7)$$

где  $T_{1nn}$  – норма времени одной проверки превентора, равная 0,25 часа [2];  $N$  – общее по скважине количество долблений.

### Время на переоснастку талевой системы

Нормативное время на переоснастку талевой системы составляет 2,37 часа.

### Время на сборку и разборку УБТ

Время на сборку и разборку свечей УБТ рассчитывается по формуле 4.2.8.

$$T_{cp} = T_{сб}^{1св} \cdot N_{св} \cdot N, \quad (4.2.8)$$

где  $N_{св}$  – количество свечей;  $N$  – общее количество долблений;  $T_{сб}^{1св}$  – норма времени на установку и вывод из-за пальца одной свечи УБТ равная 0,17 ч [2].

Для бурения интервала под направление количество свечей УБТ будет равно 1, для бурения интервал под кондуктор 9 свечей, для бурения интервала под эксплуатационную колонну 10 свечей, для бурения интервала открытого ствола 16 свечей.

### Расчет нормативного времени на ремонтные работы

Нормативное время на ремонтные работы вычисляется следующим образом. Вычисляется нормативное время на бурение скважины без учета ремонтных работ, как сумма значений в графе «Итого времени» нормативной карты, и заносится в этой графе по строке «Итого по скважине». Затем это время переводится в сутки.

Затем вычисляется нормативное время на ремонтные работы в процентном отношении от графы и записывается в нормативную карту. Для нашей скважины норма времени на ремонтные работы составляет 5 %, от времени бурения и крепления скважины.

В монтажные работы включаются: сборка оснований вышечно-лебедочного блока, монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока, сборка вышки, монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений, сборка оснований насосного блока, монтаж буровой установки.

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 70,5 часов; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока –

173,4 часа; на сборку вышки – 314,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 230,2 часа; на сборку оснований насосного блока – 288,7 часа; на монтаж буровой установки – 91,4 часа. Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1168,7 часа или 48,7 суток [3]. В таблице 31 показана продолжительность строительства скважины, в таблице 32 показана продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин.

Таблица 31 – Продолжительность строительства скважины

№	Наименование работ	Ед-ца изме.	Продолжительность
1	Подготовительные работы к строительству скважины	сут	20,0
2	Строительно-монтажные работы	сут	48,7
3	Подготовительные работы к бурению	сут	4,0
4	Бурение скважины:		
4.1	0-20 м	сут	0,03
4.2	20-900 м	сут	3,7
4.3	900-3073 м	сут	10,3
4.4	3073-3715 м	сут	3,2
	Итого бурение:	сут	17,23
5	Крепление скважины:		
5.1	0-20 м	сут	1,8
5.2	20-900 м	сут	2,4
5.3	900-3073 м	сут	3,7
	Итого:	сут	7,9
6	Освоение скважины		15

Таблица 32 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

№	Наименование колонны или интервала	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут	Продолжительность крепления, сут	ИТОГО
		От (верх)	До (низ)			
1	Направление	0	20	0,03	1,8	1,83
2	Кондуктор	20	900	3,7	2,4	6,1
3	Эксплуатационная	900	3073	10,3	3,7	14
4	Открытый ствол	3073	3715	3,2	-	3,2
	<b>ИТОГО:</b>			<b>17,2</b>	<b>7,9</b>	<b>25,13</b>

	Скорость коммерческая, м/ст.мес	4248,9
--	---------------------------------	--------





### 4.3 Разработка календарного план – графика строительства скважины

При составлении линейно–календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровые бригады должны работать непрерывно, без простоев и пробурить все запланированные скважины за запланированное время. Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов.

При составлении графика учитывается тип буровой установки, месячная производительность, то есть число скважин, законченных за месяц буровой бригадой и количество календарных часов для бурения. В таблице 33 представлена продолжительность бурения и крепления по интервалам.

Таблица 33 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам

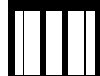
Вид работ	Месяцы											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.Вышкомонтаж												
2.Бурение												
3.Освоение												



- монтаж буровой установки (48,7 суток)



- бурение скважины (17,2 суток)



- освоение скважины (15 суток)



#### 4.4 Расчет сметной стоимости сооружения скважины

В таблице 34 представлена сводная смета на строительство скважины.

Таблица 34 – Сводная смета на строительство скважины

№	Наименование работ или затрат	Стоимость в ценах 1984 г, руб	Стоимость в текущих ценах, руб. (коэффициент удорожания на 2016 г. составляет 178,9)
1	2	3	4
I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и др.	78 979	14129343
2	Разборка трубопроводов, линий передач и др.	2295	410576
3	В т.ч. работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1401	250639
4	Техническая рекультивация	12192	2181149
5	Разборка при технической рекультивации	116	20752
	Итого	93582	16741820
II. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования			
6	Строительство и монтаж, перетаскивание	177954	31835971
7	Разборка и демонтаж	11351	2030694
8	В т.ч. работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	192	34349

	Итого	189497	33901013
--	-------	--------	----------

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4
III. Бурение и крепление скважины			
9	Бурение скважины	268643	48060233
10	Крепление скважины	249324	44604064
	Итого	517967	92664296
IV. Промыслово-геофизические работы			
11	Затраты на промыслово-геофизические работы, 9 % от пункта III	44617	7981981
V. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
12	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4 % (ВСН-39-86 [4])	14539	2585034
13	Снегоборьба, 0,4% (ВСН-39-86 [4])	1083	192557
14	Эксплуатация котельной установки	31464	5594299
	Итого	47086	8371891
VI. Прочие работы и затраты			
15	Премии и прочие доплаты, 24,5%	302547	53792857
16	Вахтовые надбавки, 4,4%	54335	9660763

17	Добровольное страхование, 0,9%	11114	1976069
18	Топографо-геодезические работы	76360	13576808
19	Платежи за выбросы в атмосферу		1300

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4
20	Платежи за ущерб промысловым животным		4080
21	Платежи за воду		1025
22	Платежи за размещение отходов		722708
23	Авиатранспорт		3975314
24	Биологическая рекультивация	607	108523
	Итого	444963	83819447
25	Затраты на авторский надзор - 0,2% от итога по расчетам выше (ВСН-39-86 [4])	2470	441843
	Итого по всем разделам	1337712	243480449
	НДС 18%	240788	43826481
	Итого с НДС	1578500	287306929

Общая сумма на строительство скважины составила 287 306 929 рублей. Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

#### 4.5 План организационно-технических мероприятий (ОТМ) по повышению технико-экономических показателей

Технико-экономические показатели работы КФ ЗАО «ССК» за 2015-2016 год приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Технико-экономические показатели

№ п/п	Показатели	Ед. измер.	2015г.	2016г.	Отклонение	
			факт	факт	+, -	%
I	Бурение					
1.	Проходка, Всего	м	37961	62734	24773	165
2.	Закончено строительством, Всего	шт.	8	9	1	100
3.	Станко-месяцы, Всего (С Н/Г)	ст-мес	7,8	28,2	20,4	363
4.	Коммерческая скорость, Всего (С Н/Г)	м/ст-мес	1362	1537	175	571
5.	Начато бурением, Всего	скв	6	8	2	171
6.	Закончено бурением, Всего	скв	10	13	3	175
7.	Количество долот	шт.	85	396	283	433
8.	Количество долблений	шт.	92	413	321	449
9.	Количество допущенных Аварий	шт.		5	5	
10.	Время на Ликвидацию Аварий	час		408,5	408,5	
13.	Количество буровых бригад, Всего	шт.	2	3	1	150
	(В т.с. Работающих по оказанию услуг буровой бригадой)	-«-	1,3	0,2		15
14.	Проходка на буровую бригаду	м	15426	20911	5485	136
15.	Продолжительность стр-ва 1 скважины	сут	205,1	154,9	-50,2	82

## **5 Социальная ответственность при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной с горизонтальным участком скважины на нефтяном месторождении (Иркутская область).**

В рамках данной выпускной квалификационной работы осуществляется проектирование процессов строительства эксплуатационной наклонно-направленной с горизонтальным участком скважины глубиной 2665 метром на нефтяном месторождении Иркутской области. В процессе проектирования были определены основные технологические параметры: конструкция скважины, число и глубины спуска обсадных колон и колонн бурильных труб, способ бурения и другие параметры, необходимые для успешного строительства скважины при данных геологических условиях. В процессе строительства скважины выполняются различные виды работ: бурение и спуск обсадных колонн, спуско-подъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, промывка скважины, долив скважины, подготовка тампонирующей смеси, контроль прокачки жидкостей для цементирования, цементирование обсадных колонн, проведение геофизических исследований, освоение скважины, контроль процесса свабирования.

К возможным пользователям разработанного технологического проекта можно отнести буровые организации и организации, сфера деятельности которых направлена на разработку рабочих проектов на строительство скважин.

## 5.1 Производственная безопасность

Производственная безопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

В нефтяной и газовой промышленности при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке и сооружении скважин существует риск получения серьезного вреда здоровью.

С целью предотвращения воздействия опасных и вредных производственных факторов вынесем их в таблицу 36 для дальнейшего анализа.

Таблица 36 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
бурение, спуско-подъемные операции, цементирование обсадной колонны, освоение и испытания скважины	1) повышенный уровень шума; 2) повышенный уровень вибрации; 3) недостаточная освещенность рабочей зоны; 4) повышенная запыленность и загазованность; 5) повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 6) повреждения в результате контакта с насекомыми.	1) движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; 2) повышенное значение напряжения в электрической цепи; 3) пожаро-взрывоопасность.	ГОСТ 12.1.003-2014 [1] ГОСТ 12.1.012–2004 [3] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [4] СанПиН 2.2.1./2.1.1.1278-03 [20] ГН 2.2.5.1313-03 [12] ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ [6] СанПиН 2.2.4.548–96 [7] ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ [13] ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ [14] ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ [15] ГОСТ Р 12.4.296-2013 [19]

### **5.1.1 Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды**

Вредными производственными факторами называются такие производственные факторы, которые отрицательно влияют на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

В данном разделе рассмотрим факторы, которые могут воздействовать на организм человека в процессе строительства скважины, нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

#### **Повышенный уровень шума**

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности, возникающих при механических колебаниях в упругой среде (твердой, жидкой или газообразной). Длительное воздействие шума может привести к ухудшению слуха, а в отдельных случаях к глухоте. При повышенном уровне шума у работающих снижается внимание, увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций, в конечном итоге это приводит к снижению производительности труда и качеству выполняемых работ.

Производственный шум рассматривают как совокупность звуков различной интенсивности и частоты, беспорядочно изменяющихся во времени и вызывающих у работающих неприятные ощущения. Источником возникновения шума являются вибрационные сита в центральной системе грубой очистки бурового раствора, буровые насосы в насосном блоке и дизельные установки.

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности» [1]. Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные и коллективные средства защиты.

Индивидуальные: наушники, закрывающие ушную раковину снаружи; противошумные вкладыши, противошумные шлемы и каски. К коллективным средствам защиты относятся: демпфирование, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [2].

### **Повышенный уровень вибрации**

Малые механические колебания, возникающие в упругих телах или телах, находящихся под воздействием переменного физического поля, называются вибрацией. Причиной возбуждения вибраций являются возникающие при работе машин и агрегатов неуравновешенные силовые воздействия. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду  $0 \div 28$  мм. Регулируется ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ[3].

Рассматривая нарушение состояния здоровья при воздействии, вибрации страдает в первую очередь нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. У рабочих вибрационных профессий отмечены головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания, вестибуловегетативная неустойчивость.

Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни [4].

Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки

в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины. Крайне необходимой мерой для уменьшения опасного действия вибрации на организм является медицинское наблюдение, лечебно-



профилактические мероприятия, и правильная организация труда и отдыха [10].

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Освещение – получение, распределение и использование световой энергии для обеспечения благоприятных условий видения предметов и объектов. Оно влияет на настроение и самочувствие, определяет эффективность труда.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СанПиН 2.2.1./2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий» [20]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Нормы освещенности на рабочих местах должны иметь следующие значения: стол ротора – 100 лк; полатя верхового рабочего – 10 лк; приемный мост – 30 лк. Насосное помещение: пусковые ящики – 50 лк; буровые насосы – 25 лк [11].

### **Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны**

При бурении скважины могут происходить выбросы нефти или газа, что может привести к отравлению рабочих. Поэтому необходимо проверять загазованность посредством газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием. Запрещается проверка загазованность с помощью огня.

При обнаружении газа, необходимо принять меры по его устранению. Нужно соблюдать все требования по охране труда для газоопасных работ. При невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК

транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [12]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) –  $300 \text{ мг/м}^3$ ;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности –  $10 \text{ мг/м}^3$
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов ( $\text{C}_1\text{-C}_5$ ) –  $3 \text{ мг/м}^3$  (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа ( $\text{SO}_2$ ) в воздухе рабочей зоны  $10 \text{ мг/м}^3$  (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) –  $5 \text{ мг/м}^3$ .

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

### **Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны**

Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. Резкие колебания температуры неблагоприятно влияют на организм человека, приводят к быстрой утомляемости, повышают заболеваемость и снижают производительность труда.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения

работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м<sup>2</sup> (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м<sup>2</sup> [5].

Профилактика перегрева и его последствий осуществляется разными способами. При высокой температуре организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до -40°C, при проведении работ может произойти обмороживание конечностей и открытых частей тела. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, ангине, пневмонии, снижению общей иммунологической сопротивляемости.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников. [8].

В комплект средств индивидуальной защиты от холода включены: все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из

пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра [9].

### **Повреждения в результате контакта с насекомыми**

Буровая установка расположена в полевых условиях, поэтому в близлежащих окрестностях обитают гнус и клещевые инфекции.

К гнусу относят комплекс летающих кровососущих насекомых (комары, мошки, мокрецы, слепни, москиты), к клещевым инфекциям относят инфекционные природно-очаговые заболевания, возбудителей которых передают иксодовые клещи.

Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств.

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита. В случае защиты от клещевых инфекций можно использовать противэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу.[19]

## **5.1.2 Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды**

### **Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.**

На буровой имеется множество различных машин и механизмов, таких как вибрационные сита, гидроциклоны, буровые насосы, верхний силовой привод, ключи УМК и АКБ, ротор, буровая лебедка. При их неправильной эксплуатации возможно получение механических травм. Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте.

Кроме того, необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и неплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты [21]:
  - 1) сапоги кожаные с жестким подноском;
  - 2) сапоги резиновые с жестким подноском;
  - 3) каска защитная;
  - 4) подшлемник под каску;
  - 5) перчатки с полимерным покрытием;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом
- пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения [13,14].

### **Повышенное значение напряжения в электрической цепи**

Источниками возникновения травм от электрического тока могут являться различные электрические приборы (например, двигатели буровых насосов, вибросит, автоматических буровых ключей). Поражение электрическим током возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок. Опасность прикосновения человека к источнику тока оценивается значением силы тока, проходящего через тело человека.

Снижение вероятности поражения электрическим током достигается с помощью следующих мероприятий:

-проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [22], «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 19 февраля 2016 года)» [23].

Коллективные средства защиты:

- применения защитного заземления буровой установки;
- применение блокировочных устройств;
- изолирующие устройства и покрытия.

Индивидуальные средства защиты:

- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, резиновые сапоги, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок [15].

### **Пожаровзрывоопасность**

Источником возникновения пожара на буровой могут служить движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, электрические приборы, предельно допустимая концентрация природного газа в воздухе, курение в неположенном месте, применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание. Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности» [13].

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит должен содержать:

огнетушитель пенный	- 2 шт.
лопата	- 2 шт.
багор	- 2 шт.
топор	- 2 шт.
ведро	- 2 шт.
ящик с песком	- 1 шт.
кашма 2×2 м	- 1 шт.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

Выхлопные трубы всех ДВС, работающих на буровой площадке, как стационарных, так и входящих в состав передвижных агрегатов и транспортных средств, должны оборудоваться искрогасителями.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

## **5.2 Экологическая безопасность**

Нефтяная промышленность в силу своей специфики, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, является одной из самых загрязняющих экологию отраслей.

В связи с этим необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

### **Атмосфера**

Загрязнение атмосферы при бурении скважин в первую очередь происходит за счет использования дизельных установок. Также источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте- и газопроявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки призабойной зоны пласта, при работе котельных установок на буровых. Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте- и газопроявления, а в случае возникновения в ближайшее время ликвидировать. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» [24].

### **Гидросфера и литосфера**

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, минеральные воды, нефтепродукты), бытовыми стоками.

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.



С целью сбора отработанного бурового раствора, сточных вод, ГСМ, химических реагентов в процессе бурения скважины, снижения до минимума их фильтрации в почву, а также повышения противопожарной безопасности и промсанитарии, необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины;
- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся вовремя СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар;
- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров [16].

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;

- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли [17].

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы [25].

### **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

К возможным чрезвычайным ситуациям при строительстве скважин следует отнести: лесные пожары, газонефтеводопроявления (ГНВП), взрывы горюче-смазочных материалов, повреждения буровой установки.

Одна из самых распространенных чрезвычайных ситуаций, которая может возникнуть в процессе бурения, является газонефтеводопроявление (ГНВП), которое может перерасти в открытое фонтанирование, а затем и в пожар. Нередко открытое фонтанирование скважин приводит к гибели людей, уничтожению самих скважин, бурового оборудования и бурильного инструмента. Открытые фонтаны (ОФ) могут представлять большую угрозу не только для нефтепромысловых объектов, но и для населенных пунктов и промышленных комплексов, расположенных в районе аварийной скважины. Основными причинами возникновения ГНВП являются: недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой; недолив скважины при спуско-подъемных операциях; поглощение жидкости, находящейся в скважине; уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта; длительные остановки скважины без промывки.

Основными мероприятиями по предотвращению и ликвидации аварий являются: проверка состояния противовыбросового оборудования,

наличие средств и материалов по борьбе с ГНВП, обучение буровой бригады.

Вскрытие продуктивного пласта запрещается при отсутствии в КНБК клапана – отсекаателя, а под ведущей трубой шарового клапана. При снижении плотности бурового раствора во время циркуляции за счет насыщения раствора пластовым флюидом принимаются незамедлительные меры к усилению промывки скважины, дегазации бурового раствора и к доведению его параметров до технологической необходимости. Скважина должна непрерывно долиняться при подъеме инструмента с регистрацией объема бурового раствора долитого в скважину. Важным профмероприятием для предупреждения открытого фонтанирования является практическая подготовка буровой бригады. Бурильщик и его помощники обязаны знать условия проводки скважины и глубину залегания пласта.

Действия буровой бригады при ГНВП:

1. зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
2. загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрывать превенторы);
3. оповестить руководство предприятия о ГНВП;
4. действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП проходит в два этапа:

1. вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;
2. глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

## **5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

К самостоятельному выполнению работ по бурению скважин допускаются лица старше 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен (в зависимости от характера работы, квалификации работника) под руководством специально назначенного лица.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II. Повторную проверку знаний безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

Внеочередную проверку знаний рабочий проходит в следующих случаях:

- при перерыве в работе по специальности более одного года;
- по требованию вышестоящей организации, ответственных лиц предприятия;
- при переходе с одного предприятия на другое;

Рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда:

- при приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;
- в процессе работы не реже одного раза в 6 месяцев – повторный;
- при введении в действие новых или переработанных правил, инструкций по охране труда, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, нарушении требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме или аварии, перерывах в работе более чем 60 календарных дней – внеплановый.

Рабочий должен:

- знать санитарно-гигиенические условия труда и соблюдать требования производственной санитарии;
- знать требования, изложенные в инструкциях (паспортах) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда;
- пользоваться при выполнении работ средствами индивидуальной защиты;
- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшему;
- выполнять правила внутреннего трудового распорядка;
- иметь четкое представление об опасных и вредных производственных факторах, связанных с выполнением работ, и знать основные способы защиты от их воздействия: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенная концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, движущееся и вращающееся механизмы и оборудование.

Рабочий не должен подвергать себя опасности и находиться в местах производства работ, которые не относятся к непосредственно выполняемой им работе.

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан:

- организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт;
- сообщить о случившемся руководителю подразделения;
- сохранить до начала работы комиссии по расследованию обстановку на рабочем месте и состояние оборудования таким, каким они были на момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью окружающих работников и не приведет к аварии.

Обо всех замеченных неисправностях оборудования, инструмента и приспособлений рабочий должен сообщить непосредственному руководителю работ и до их устранения к работе не приступать.

Рабочий несет ответственность за:

- выполнение требований инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаро и электробезопасности;
- соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;
- качественное выполнение работ;
- сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
- аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Рабочий должен оказывать содействие и сотрудничать с нанимателем в деле обеспечения здоровых и безопасных условий труда, немедленно извещать своего непосредственного руководителя или иное должностное лицо нанимателя о неисправности оборудования, инструмента, приспособлений, транспортных средств, средств защиты, об ухудшения своего здоровья [18].

### **5.5 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя**

Площадка, предназначенная для размещения буровой установки должна быть свободна от посторонних наземных и подземных трубопроводов, кабелей и других инженерных сооружений.

Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газопроводов - не менее 50 м.

Размеры рабочей площадки должны соответствовать типу применяемого оборудования, обеспечивая возможность свободного размещения на ней всех необходимых вспомогательных сооружений и

оборудования (приемного настила, зумпфа, стеллажа для труб, передвижной электро- или компрессорной станции и др.), а также минимальные затраты на проведение работ по рекультивации.

При расположении буровой установки вблизи отвесных склонов (уступов) размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м).

При использовании передвижной электростанции (ПЭС) с двигателем внутреннего сгорания (ДВС) ее размещение должно осуществляться в соответствии со следующими правилами:

а) ПЭС мощностью до 125 кВт разрешается устанавливать в привысечных сооружениях, если она обслуживает одну установку;

б) при обслуживании нескольких буровых установок ПЭС должна размещаться в обособленном помещении, находящемся на расстоянии от буровой установки не менее полуторной высоты вышки (мачты);

в) ПЭС, работающие без постоянного присутствия машиниста, должны устанавливаться на расстоянии не более 25 м от постоянного рабочего места машиниста буровой установки или его помощника;

г) при бурении скважин в условиях возможных ГНВП ПЭС должна устанавливаться в обособленных помещениях на расстоянии от буровой установки, превышающем высоту вышки (мачты) не менее чем на 50 м.

Данные требования регулируются правилами безопасности при геологоразведочных работах [18].

## **Заключение**

В данной выпускной квалификационной работе были разработаны технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной с горизонтальным участком скважины глубиной 2665 метров на нефтяном месторождении Иркутской области. Работу включает в себя следующие части: геологическая и общая часть, технологическая часть, специальная часть, финансовый менеджмент, социальная ответственность при строительстве скважины.

Геологическая часть включает в себя такие материалы, как геологические условия бурения, характеристика флюидосодержащих пластов, а так же зоны возможных осложнений.

В технологической части производится выбор конструкции скважины, оборудования для бурения и заканчивания скважины.

В специальной части был рассмотрен вопрос становления метода горизонтально-направленного бурения и его перспективы применения на территории Восточной Сибири.

В разделе финансовый менеджмент была рассмотрена организационная структура предприятия, составлен календарный план строительства скважины и рассчитана сметная стоимость строительства скважины.

Раздел социальная ответственность был посвящен охране окружающей среды, технике безопасности при бурении и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях.



### Список использованных источников

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.
2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
3. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
4. В.Н. Губанов, Д.В. Лопатин, В.С. Сычев, А.А. Толстоухов Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». – М.: издательство «Гарусс», 2006. – 549 с.
5. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочные: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
6. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428с.
7. Ананьев А.Н., Пеньков А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – М.: Интернешнл касп флюидз, 2000. – 139 с. Изд.1 Волгоград
8. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
9. Перечень переводников и цены [Электронный ресурс]. - <http://www.oiltool.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).
10. Трубы бурильные [Электронный ресурс]. -

<http://www.semireche.ru> (Дата обращения 15.04.2017).

11. Трубы утяжелённые бурильные сбалансированные [Электронный ресурс]. - <http://kngc.ru> (Дата обращения 15.04.2017).

12. Обратные и переливные клапаны [Электронный ресурс]. - <http://www.pnmr.ru> (Дата обращения 15.04.2017).

13. Ясы [Электронный ресурс]. - <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2017).

14. Основные параметры керноотборных снарядов [Электронный ресурс]. - <http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2017).

15. Винтовые забойные двигатели с регулятором угла [Электронный ресурс]. - <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2017).

16. Каталог 2016 [Электронный ресурс]. - <http://burintekh.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).

17. Оборудование очистки Бурового раствора [Электронный ресурс]. - <http://www.akros-llc.com/> (Дата обращения 15.04.2017).

18. Л.Н. Долгих Крепление, испытания и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие; Перм. Гос. Техн. Ун-т. Пермь, 2007, - 189 с

19. Сваб [Электронный ресурс].-<http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2017).

20. Пластоиспытатель [Электронный ресурс].-<http://ngs-service.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).

21. Фильтр скважинный [Электронный ресурс].-  
<http://www.tatpromfilter.ru> (Дата обращения 15.04.2017).

22. Муфта манжетного цементирования [Электронный ресурс].-  
<http://www.zers.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).

23. Сибирская Сервисная Компания [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.sibserv.com/about/info/> (дата обращения: 20.05.2017).
24. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. - 183 с.
25. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 20.05.2017).
26. СНиП IV-2-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ – М.: ОАО "Металлургия", 1984. – 250 с.
27. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.
28. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 апреля 2017 г. № КЦ/2017-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2017 года.
29. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
30. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
31. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

32. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

33. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

34. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.)

35. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

36. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

37. [СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

38. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

39. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

40. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. –

Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

41. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

42. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс].

43. Инструкция по охране труда рабочих при бурение скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [businessforecast.by](http://businessforecast.by) (дата обращения 05.05.2017 г.).

44. ГОСТ Р 55710-2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

45. Правила устройства электроустановок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

46. ГОСТ 17.0.0.01-76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

47. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

## Приложение А

### Геологические условия бурения

В таблице А.1 представлена стратиграфическая характеристика разреза.

Таблица А.1 – Стратиграфическая характеристика разреза

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Угол залегания пластов	Коэффициент кавернозности в интервале
От (верх)	До (низ)	Мощность	Название свит	Индекс	Угол, град	
1	2	3	4	5	6	7
0	10	10	Четвертичные	Q	-	1,3
10	110	100	Макаровская свита	O <sub>3m</sub>	1-2	1,15
110	140	30	Чертовская свита	O <sub>2ct</sub>	-	1,15
140	182	42	Криволуцкая свита	O <sub>2k</sub>	-	1,15
182	202	20	Усть-кутская свита	O <sub>1uk</sub>	-	1,15
202	232	30	Илгинская свита	Є <sub>3il</sub>	-	1,18
232	653	421	Верхоленская свита	Є <sub>3vl</sub>	-	1,14
653	747	94	Литвинцевская свита	Є <sub>2-1lt</sub>	-	1,1
747	1335	588	Ангарская свита	Є <sub>1ag</sub>	-	1,17
1335	1445	110	Булайская свита	Є <sub>1b</sub>	-	1,05
1445	1905	460	Бельская свита	Є <sub>1bl</sub>	-	1,11
1905	2355	450	Усольская свита	Є <sub>1us</sub>	-	1,11
2355	2590	235	Верхнемотская подсвита	Є <sub>1m3</sub>	-	1,03
2590	2640	2640	Среднемотская подсвита	Є <sub>1m2</sub>	-	1,03
2640	2665	15	Нижнемотская подсвита Ярактинский горизонт	Є <sub>1m1</sub>	-	1,03
2653	2665	12				1,03
2665	2700	35	Архей-протерозой	Ar-Prz	-	1,0
	вскр. часть					

В таблице А.2 представлена литологическая характеристика разреза скважины  
Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфическо го подразде ления	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	От (верх)	До (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	10	глины пески галечники		Четвертичные отложения имеют повсеместное распространение, и подразделяется по своему генезису на элювиальные (2 м), делювиальные (2-4 м) и аллювиальные (10-15 м)
O <sub>3m</sub>	10	110	алевролит песчаник		Красновато-коричневые алевролиты, в меньшей мере песчаники, с характерными голубоватыми и ярко-зелеными пятнами округлой формы. Толщина достигает 110–115 м.
O <sub>2ct</sub>	110	140	алевролит аргиллит		Глинистые алевролиты, аргиллиты зеленого и грязно-зеленого цвета с редкими тонкими прослоями серых песчаников. Толщина чертовской свиты колеблется от 40 м до 80 м.
O <sub>2k</sub>	140	182	песчаник доломит аргиллит алевролит		Песчаники кварцевые, серые, беловато- и желтовато-серые, разномзернистые, массивные, доломиты, аргиллиты и алевролиты (в виде тонких прослоев и линз). Общая толщина криволуцкой свиты 30 – 70 м.
O <sub>1uk</sub>	182	202	песчаник доломит		Песчаники и доломиты с прослоями алевролитов.
Є <sub>3il</sub>	202	232	доломит		Доломитами серыми, зеленовато- и светло-серыми, тонкими прослоями алевролитов, мергелей и песчаников.
Є <sub>3vl</sub>	232	653	песчаник мергель доломит		Мергели участками алевролитовые, песчанистые коричневатобурые, зеленовато-серые, с включениями гипса и ангидрита.
Є <sub>2-1lt</sub>	653	747	доломит		Доломиты, доломито-ангидриты светло-серые, серые разномзернистые, трещиноватые брекчиевидные.
Є <sub>1ag</sub>	747	1335	соль известняк доломит		По своим литологическим особенностям отложения ангарской свиты разделяются на две подсвиты: нижнюю – доломитовую и верхнюю – галогенно-карбонатную. Каменная соль белая, серая, крупно кристаллическая с редкими прослоями доломитов, реже ангидрито-доломитов тонко-среднепластинчатых. Доломиты серые, темносерые.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
Є <sub>1b</sub>	1335	1445	доломит		Доломиты серые, тонко-мелкозернистые, среднеплитчатые плотные, участками глинистые, слабые ангидритизированные.
Є <sub>1bl sh<sub>1</sub></sub>	1445	1595	соль доломит		Представлены неравномерным чередованием пластов каменной соли с доломитами. Каменная соль белая, серая, крупно кристаллическая. Доломиты серые, тонко-мелкозернистые, иногда глинистые.
Є <sub>1bl sh<sub>2</sub></sub>	1595	1905	известняк доломит		Доломиты, известняки известковистые доломиты, прослоями глинистые серые, светло-серые, тонко и мелкозернистые, среднеплитчатые иногда трещиноватые с включениями белого ангидрита.
Є <sub>1us</sub>	1905	2010	соль доломит		Переслаивание каменной соли и доломитов
Траппы	2010	2063	диабазы		Диабазы темно-серые, средне-кристаллические, крепкие, плотные, массивные участками трещиноватые.
Є <sub>1us</sub> надосинс кий	2063	2240	соль доломиты		Представлены неравномерным чередованием пластов каменной соли с доломитами. Каменная соль белая, серая, крупно кристаллическая. Доломиты серые, тонко-мелкозернистые, иногда глинистые.
Є <sub>1us</sub> осинский	2240	2305	доломиты известняки		Известняки известковистые доломиты, темно-серые, мелкозернистые, среднеплитчатые, участками кавернозные.
Є <sub>1us</sub> подосинс кий	2305	2355	соль доломит		Переслаивание каменной соли и доломитов
Є <sub>1m<sub>3</sub></sub>	2355	2590	доломит		Доломиты коричневатого-серые, мелкозернистые среднеплитчатые, участками кавернозные
Є <sub>1m<sub>2</sub></sub>	2590	2640	доломит		Доломиты серые, плотные, участками кавернозные.



Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
Є <sub>1</sub> м <sub>1</sub>	2640	2653	алевролит аргиллит		Алевролиты, аргиллиты, с прослоями доломитов, доломито-ангидритов.
Ярактинс кий гор.	2653	2665	песчаник		Песчаники кварцевые темно-серые.
Ar-Prz	2665	2700 вскр. часть	гранито-гнейсы		Граниты.

В таблице А.3 представлены физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

Таблица 1.1.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Краткое название породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Твёрдость, кгс/мм <sup>2</sup>	Абразивность	Категория породы (мягкая, средняя и т.д.)
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	10	глины пески галечники	2,4	11-20			10-15	3	Мягкая
O <sub>3m</sub>	10	110	алевролит песчаник	2,4	-			15-25	10	Средняя
O <sub>2ct</sub>	110	140	алевролит аргиллит	2,4	4-10			50-100	4	Средняя
O <sub>2k</sub>	140	182	песчаник доломит аргиллит алевролит	2,5	5-25 15-20			100-150	9, 10 3, 4	Твердая
Є <sub>3il</sub>	182	232	доломит	2,7	-			200-300	3, 4	Крепкая
Є <sub>3vl</sub>	232	653	песчаник мергель доломит	2,6	15-25			100-150	11, 4	Твердая
Є <sub>2-1lt</sub>	653	747	известняк доломит	2,6	10-20			200-350	4, 6	Крепкая
Є <sub>1ag</sub>	747	1335	соль известняк доломит	2,6	10-20			200-350	4, 6	Крепкая
Є <sub>1b</sub>	1335	1445	доломит	2,6	-			330-400	4	Крепкая
Є <sub>1bl sh<sub>1</sub></sub>	1445	1595	соль доломит	2,6	10-20			200-350	4, 6	Крепкая
Є <sub>1bl sh<sub>2</sub></sub>	1595	1905	известняк доломит	2,6	10-20			200-350	4, 6	Крепкая

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Є <sub>1us</sub>	1905	2010	соль доломит	2,6	10-20			200-350	4, 6	Крепкая
Є <sub>1us</sub>	2010	2063	диабазы	2,6	10-20			200-350	4, 6	Крепкая
Є <sub>1us</sub>	2063	2240	соль доломит	2,6	10-20			200-350	4, 6	Крепкая
Є <sub>1us</sub>	2240	2305	ДОЛОМИТ известняк	2,6	10-20			200-350	4, 6	Крепкая
Є <sub>1us</sub>	2305	2355	соль доломит	2,6	10-20			200-350	4, 6	Крепкая
Є <sub>1m3</sub>	2355	2590	доломит	2,55	10-75			300-400 120-200	11, 4	Крепкая Твердая
Є <sub>1m2</sub>	2590	2640	доломит	2,55	10-75			300-400 120-200	11, 4	Крепкая Твердая
Є <sub>1m1</sub>	2640	2653	алевролит аргиллит	2,55	10-75			300-400 120-200	11, 4	Крепкая Твердая
Ярактин ский	2653	2665	песчаник	2,55	10-75			300-400 120-200	11, 4	Крепкая Твердая
Ar-Prz	2665	2700 вскр. часть	гранито- гнейсы	2,7	-			400-500	9	Очень крепкая

Давление и температуры по разрезу скважины представлены в таблице А.4

Таблица А.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала, Градус
	От	До	Пластового Кгс/см <sup>2</sup> на м		Порового Кгс/см <sup>2</sup> на м		Гидроразрыва пород Кгс/см <sup>2</sup> на м		Горного Кгс/см <sup>2</sup> на м		
			От	До	От	До	От	До	От	До	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q-Q <sub>3m</sub>	0	110	-	0,073	-	0,073	-	0,186	-	0,24	-
O <sub>2ct</sub>	110	140	0,085	0,085	0,085	0,085	0,139	0,139	0,24	0,24	-
O <sub>2k</sub>	140	182	0,090	0,090	0,090	0,090	0,142	0,142	0,24	0,24	-
O <sub>1uk</sub>	182	202	0,093	0,093	0,093	0,093	0,144	0,144	0,24	0,26	-
Є <sub>3il</sub>	202	232	0,094	0,094	0,094	0,094	0,145	0,145	0,26	0,28	-
Є <sub>3vl</sub>	232	653	0,100	0,100	0,100	0,100	0,151	0,151	0,28	0,27	-
Є <sub>2-1lt</sub>	653	747	0,100	0,100	0,100	0,100	0,152	0,152	0,27	0,27	-
Є <sub>1ag</sub>	747	1335	0,100	0,100	0,100	0,100	0,153	0,153	0,27	0,27	23
Є <sub>1b</sub>	1335	1445	0,100	0,100	0,100	0,100	0,153	0,153	0,27	0,27	24
Є <sub>1bl</sub>	1445	1905	0,100	0,100	0,100	0,100	0,154	0,154	0,27	0,27	29
Є <sub>1us</sub>	1905	2355	0,100	0,100	0,100	0,100	0,154	0,154	0,27	0,27	34
Є <sub>1m<sub>3</sub></sub>	2355	2590	0,095	0,095	0,095	0,095	0,146	0,146	0,27	0,27	37
Є <sub>1m<sub>2</sub></sub>	2590	2640	0,095	0,095	0,095	0,095	0,146	0,146	0,27	0,27	37
Є <sub>1m<sub>1</sub></sub>	2640	2665	0,095	0,095	0,095	0,095	0,146	0,146	0,27	0,27	37
Ar-Prz	2665	2700	0,100	0,100	0,107	0,107	0,154	0,154	0,27	0,27	37

## Приложение Б

### Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Таблица Б.1 – Нефтегазоводоносность разреза скважины

Индекс	Прогнозируемый интервал залегания нефтеносных горизонтов по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
Пласт 1	2653	2661	Терригенный	0,723	35,3	180	-
Пласт 2	2655	2665					-
Газоносность							
Пласт 1 (ГНК)		2648 (-2136)	Терригенный	0,833			
Пласт 2 (ГНК)		2648 (-2136)					
Водоносность							
Q+ ордов.	0	202	Поровый	1	295	-	Да. Минерализ. 0,22 – г/л.
Є <sub>3</sub> Є <sub>3il</sub> +vI	202	653	Поровый	1,0-1,06	70-170	-	Да. Минерализ. 0,48 – г/л.
Є <sub>3</sub> vI+ Є <sub>2-l</sub> It	653	747	Поровый	1,06-1,08	35-345	-	Да. Минерализ. 90–180 – г/л.
Є <sub>1ag</sub> + Є <sub>1us</sub>	747	2355	Поровый	1,08-1,17	1200	-	Нет. Минерализ. 285 – г/л.
Є <sub>1m</sub>	2355	2665	Поровый	1,21-1,29	3-7	-	Нет. Минерализ. 330 – г/л.

**Приложение В**  
**Зоны возможных осложнений**

Таблица В.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфиче- ского подразделения	Прогнозируемые интервалы поглощений по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q	182	202	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – от 10 м <sup>3</sup> /час до полного поглощения. Нарушение равновесия между пластовым и гидродинамическим давлением в процессе бурения более чем 15 кгс/см <sup>2</sup> .
O <sub>1uk</sub>	580	650	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – от 35 м <sup>3</sup> /час до полного поглощения. Нарушение равновесия между пластовым и гидродинамическим давлением в интервалах залегания трещиноватых и высокопроницаемых пород. Превышение пластового давления более чем 25 кгс/см <sup>2</sup> .
Є <sub>1b</sub> , Є <sub>1bl</sub>	1430	1730	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 0,2–1,2 м <sup>3</sup> /час. Нарушение равновесия между пластовым и гидродинамическим давлением в интервалах залегания трещиноватых и высокопроницаемых пород. Превышение пластового давления более чем 25 кгс/см <sup>2</sup> .
Є <sub>3il</sub>	202	232	Осыпи и обвалы стенок скважины	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.
Є <sub>3vl</sub>	232	653	Осыпи и обвалы стенок скважины	
Є <sub>2-1lt</sub>	653	747	Водопроявления	Депрессия на пласт вследствие поршневания и снижения уровня жидкости. Проявляется в увеличении водоотдачи бурового раствора.
Є <sub>1ag</sub>	860	1180	Водопроявления	

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5
Є <sub>1us</sub>	2240	2305	Газонефтепроявления	Разжижение пластовыми водами и разгазирование бурового раствора. Проявляется в виде пленок нефти, насыщения раствора газом, возможен выброс газа.
Є <sub>1m1</sub>	2640	2665	Газонефтепроявления	Разжижение пластовыми водами и разгазирование бурового раствора. Проявляется в виде пленок нефти, насыщения раствора газом, возможен выброс газа.
Є <sub>3il</sub>	202	232	Прихватоопасность	Увлажнения аргиллитов вследствие высокой водоотдачи бурового раствора. Образование шламовых корок, сужение ствола, заклинивание инструмента, перепад давления. Оставление инструмента без движения более 0,5 часа.
Є <sub>3vl</sub>	232	653	Прихватоопасность	
Є <sub>1ag</sub>	747	1335	Прихватоопасность	
Є <sub>1us</sub>	2195	2240	Прихватоопасность	
Є <sub>1ag</sub>	747	1335	Кавернообразование Желобообразование	Бурение на недосыщенном NaCl буровом растворе.
Є <sub>1bl</sub>	1445	1595	Кавернообразование Желобообразование	
Є <sub>1us</sub>	1905	2355	Кавернообразование Желобообразование	

## Приложение Г

### Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под хвостовик

В таблице Е.1 представлено проектирование бурильной колонны для интервала бурения под хвостовик.

Таблица Е.1 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под хвостовик

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ-121	121	16	1008
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПН 89*9,35 Д	89	2616	55145
ТБТ				
1	ТБТ-89	89	408	19788

Расчет производится для момента отрыва долота от забоя при циркуляции бурового раствора при бурении интервала под хвостовик.

Осевое гидравлическое усилие на корпусе забойного двигателя:

$$F_{зд} = P_{зд} \cdot F_{п} = 400000 \cdot 0,0039 = 15526H$$

Длина УБТ:

$$L_{УБТ} = 264м$$

Длина колонны бурильных труб:

$$l_{БТ} = 3368,18м$$

Сила тяжести УБТ:

$$G_{УБТ} = q_{УБТ} \cdot l_{УБТ} = 16632кгс$$

Сила тяжести бурильных труб:

$$G_{БТ} = q_{БТ} \cdot l_{БТ} = 21,08 \cdot 3368,18 = 71001,2кгс$$

Забойное давление в нижнем сечении бурильных труб:



$$P_{заб} = \rho \cdot g \cdot (L - L_{убт} \cdot \cos \alpha) = 9,81 \cdot 1080 \cdot (2665 - 264 \cdot \cos(89,67)) = 28,22 \text{ МПа}$$

Выталкивающая сила, действующая на бурильные трубы в продольном направлении:

$$F_A = P_{заб} \cdot F = 28,22 \cdot 0,00234 = 66021 \text{ Н}$$

Коэффициенты трения при поступательном движении труб:

В открытом стволе –  $f_3=0,4$

Внутри обсадной колонны –  $f_2=0,2$

Продольные усилия в нижнем сечении бурильных труб:

$$k_A = 1 - \frac{\rho}{\rho_M} = 1 - \frac{1080}{7850} = 0,8624$$

$$F_{тр.КНБК} = f_3 \cdot g \cdot (G_{убт} + G_{зд}) \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 57773,04 \text{ Н}$$

Продольное усилие в нижнем сечении бурильных труб:

$$N(l_{бт}) = (G_{убт} + G_{зд}) \cdot g \cdot k_A \cdot \cos \alpha + F_{тр.КНБК} + F_{зд} - F_A = 8109,76 \text{ Н}$$

Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на четвертом участке стабилизации:

$$F_{n7} = [q(l_{ш} - l_{убт}) + G_{убт} + G_{зд}] \cdot g \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 203210,25 \text{ Н}$$

Суммарная сила трения на четвертом участке стабилизации:

$$F_{тр7} = f_7 \cdot F_{n7} = 81284,1 \text{ Н}$$

Продольные усилия в начале четвертого участка стабилизации:

$$N_6 = N(l_{бт}) + q(l_{ш} - l_{убт}) \cdot g \cdot \cos \alpha + F_{тр7} - F_{тр.КНБК} = 32013,37 \text{ Н}$$

Поперечная прижимающая сила на третьем участке набора зенитного угла:

$$F_{n6} = q \cdot R \cdot [2(1 - \cos \Delta \alpha) - \Delta \alpha \cdot \sin \Delta \alpha] - N_7 \Delta \alpha = -19138,5 \text{ Н}$$

Колонна прижимается к верхней стенке скважины.

Сила трения на третьем участке набора зенитного угла:

$$F_{mp6} = f_6 \cdot F_{n6} = 3827,7H$$

Продольное усилие в сечении изгиба на участке набора зенитного угла:

$$N_6 = N_7 + q \cdot h \cdot g + F_{mp6} = 76962,2H$$

Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на третьем участке стабилизации:

$$F_{n5} = [ql_{III}] \cdot g \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 17843,4H$$

Суммарная сила трения на участке стабилизации:

$$F_{mp5} = f_5 \cdot F_{n5} = 3566,9H$$

Продольные усилия в начале участка стабилизации:

$$N_5 = N_6 + q \cdot g \cdot l_5 \cdot \cos \alpha + F_{mp5} = 101208,56H$$

Поперечная прижимающая сила на втором участке набора зенитного угла:

$$F_{n4} = q \cdot R \cdot [2(1 - \cos \Delta \alpha) - \Delta \alpha \cdot \sin \Delta \alpha] - N_5 \Delta \alpha = -48540,2H$$

Колонна прижимается к верхней стенке скважины.

Сила трения на втором участке набора зенитного угла:

$$F_{mp4} = f_4 \cdot F_{n4} = 9708H$$

Продольное усилие в сечении изгиба на втором участке набора зенитного угла:

$$N_4 = N_5 + q \cdot h \cdot g + F_{mp4} = 150255H$$

Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на втором участке стабилизации:

$$F_{n3} = [ql_{III}] \cdot g \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 18798,45H$$

Суммарная сила трения на втором участке стабилизации:

$$F_{mp3} = f_3 \cdot F_{n3} = 3759,7H$$

Продольные усилия в начале второго участка стабилизации:

$$N_3 = N_4 + q \cdot g \cdot l_3 \cdot \cos \alpha + F_{mp3} = 309110H$$

Поперечная прижимающая сила на втором участке набора зенитного угла:

$$F_{n2} = q \cdot R \cdot [2(1 - \cos \Delta \alpha) - \Delta \alpha \cdot \sin \Delta \alpha] - N_3 \Delta \alpha = -43158H$$

Колонна прижимается к верхней стенке скважины.

Сила трения на втором участке набора зенитного угла:

$$F_{mp2} = f_2 \cdot F_{n2} = 8631,6H$$

Продольное усилие в сечении изгиба на втором участке набора зенитного угла:

$$N(H) = N_3 + q \cdot h \cdot g + F_{mp2} = 397410H$$

Суммарное продольное усилие от веса буровой колонны в жидкости:

$$G_{БК} = [(G_{3Д} + G_{УБТ}) \cos \alpha_1 + q \cdot (L - L_{УБТ} \cdot \cos \alpha_1)] \cdot k_A = 55380,2кгс$$

Суммарная сила трения на неперпендикулярных участках профиля:

$$F_{mp} = F_{mp2} + F_{mp2}' + F_{mp3} = 110778H$$

Продольное усилие в верхнем сечении колонны:

$$N(0) = g \cdot G_{БК} + F_{mp} + F_{3Д} = 669584H$$

Определение осевого момента инерции:

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4) = 1.88 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4$$

Определение изгибающего момента:

$$M_H = \frac{EI}{R} = 1237 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Определение напряжения изгиба:

$$\sigma_H = \frac{ED}{2R} = 29.26 \text{ МПа}$$

Определение нормальных напряжений:

в сечении изгиба -

$$\sigma(H) = \frac{N(H)}{F} + \sigma_H = 62.15 \text{ МПа}$$

в верхнем сечении –

$$\sigma(0) = \frac{N(0)}{F} = 286.19 \text{ МПа}$$

в верхнем сечении без учета КНБК –

$$\sigma_{БК}(0) = \frac{G_{БК}}{F} = 232.21 \text{ МПа}$$

Наиболее опасное сечение бурильной колонны – верхнее сечение.

Установление коэффициента запаса статической прочности:

$$k_{cm} = 1.3$$

Требуемый предел текучести материала бурильных труб:

в сечении изгиба –

$$\sigma_T(H) = k_{cm} \cdot \sigma(H) = 80.8 \text{ МПа}$$

в верхнем сечении –

$$\sigma_T(0) = k_{cm} \cdot \sigma(0) = 372 \text{ МПа}$$

Требуемым пределам текучести материала бурильных труб соответствуют бурильные трубы с группой прочности материала Д.

Допускаемая растягивающая нагрузка в верхнем сечении:

$$[N(0)] = \sigma_T(0) \cdot F = 886719,9 \text{ Н}$$

Допускаемое усилие для ликвидации прихвата:

$$\Delta G = [N(0)] - N(0) = 217135,9 \text{ Н}$$

Расчет колонны бурильных труб на внутреннее давление проводится после гидравлической программы промывки скважины.

## Приложение Д

### Эпюры наружных и внутренних избыточных давлений

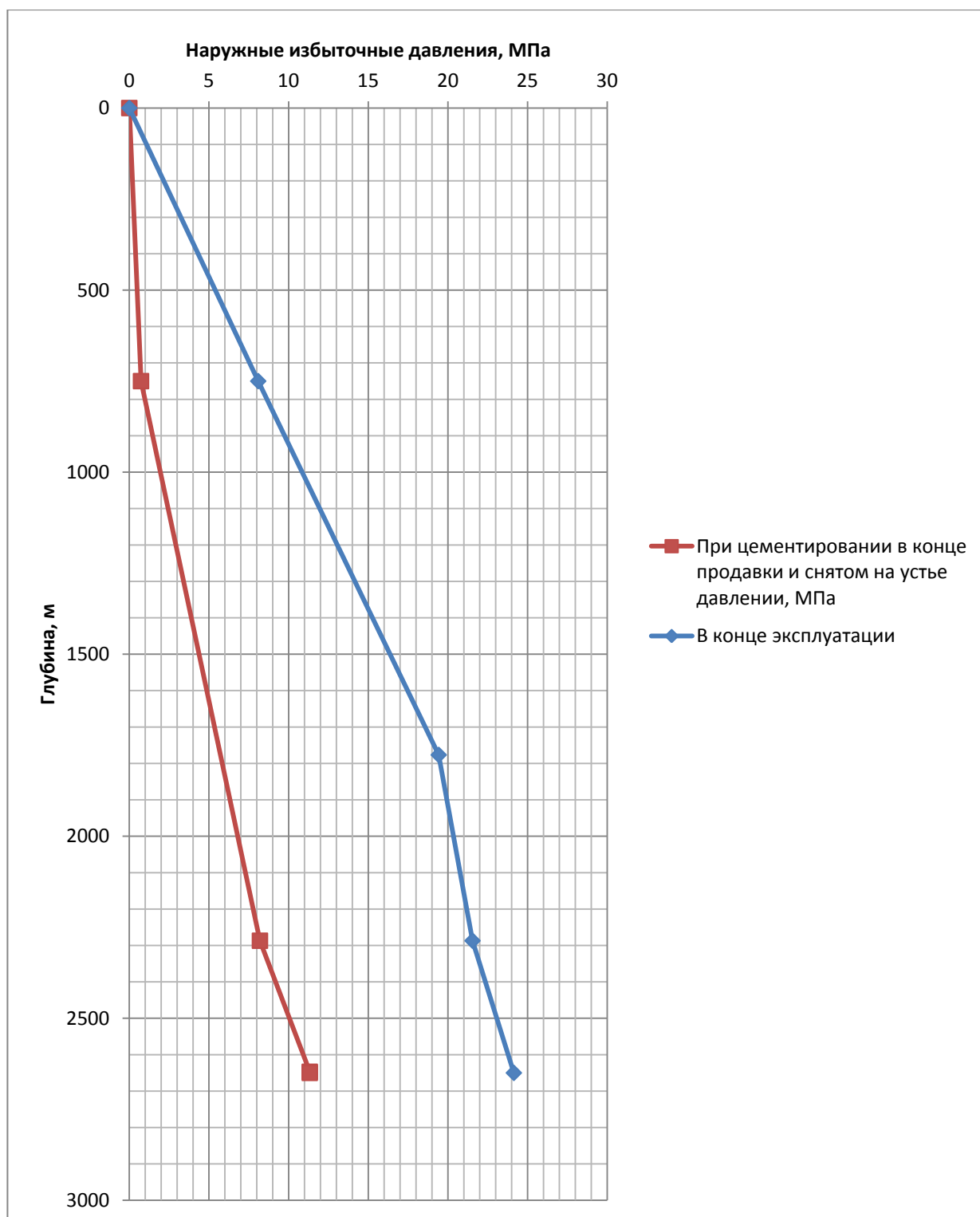


Рисунок Д.1— Эпюра наружных избыточных давлений

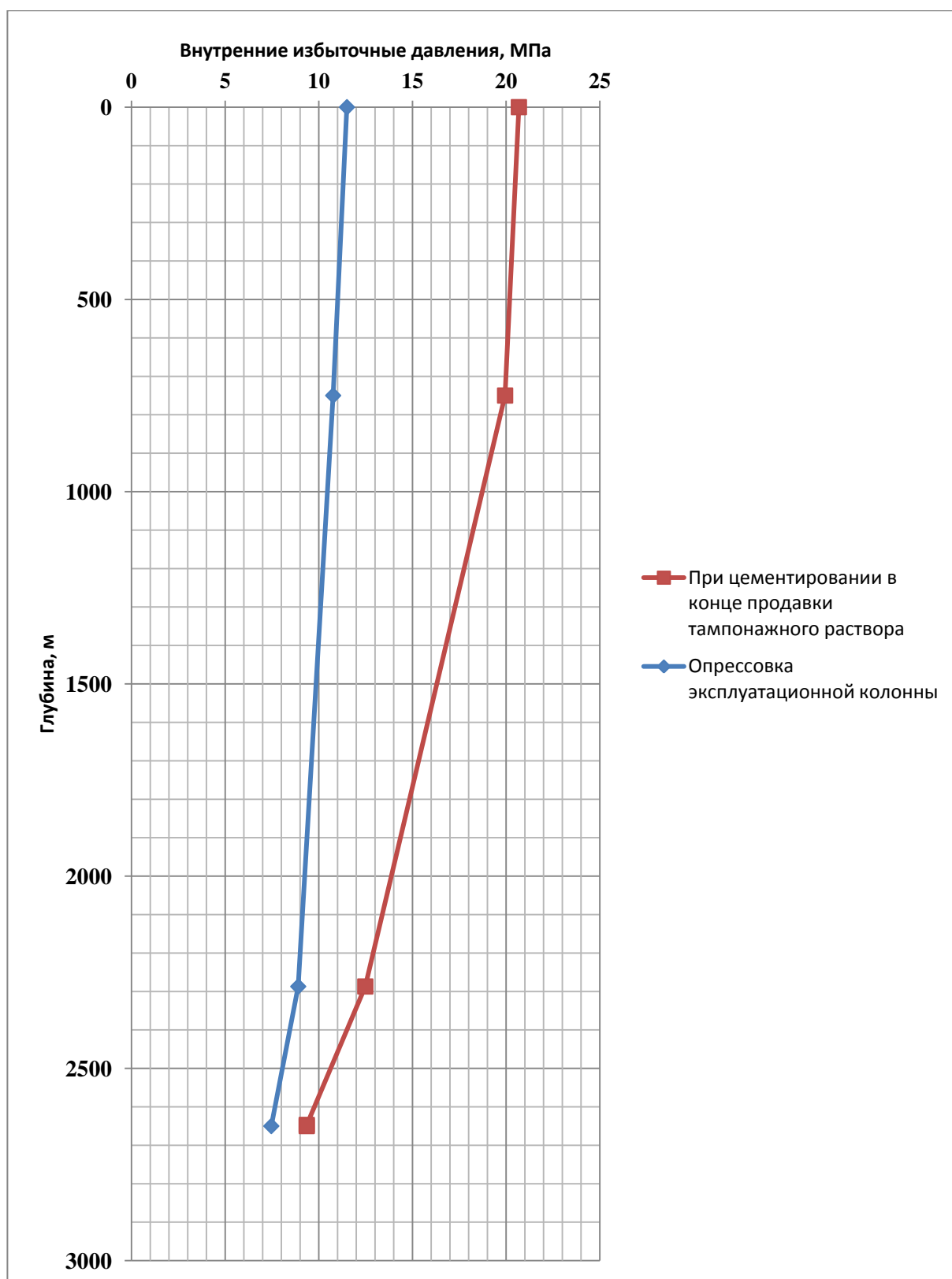


Рисунок Д.2 – Эпюра внутренних избыточных давлений